

GESTIÓN DEL NEUTRO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CODENSA SA ESP

Mary Alejandra Zuluaga Muñoz

**UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2018**



GESTIÓN DEL NEUTRO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CODENSA SA ESP

Mary Alejandra Zuluaga Muñoz

Proyecto de grado en modalidad de practica conducente presentado como requisito para
optar el título de Ingeniería Electricista

Director: Jorge Humberto Sanz

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
PEREIRA
2018

Dedicatoria

Dedico este trabajo de grado a mi madre (María Edilma Muñoz.), a mi padre (Jhon Eder Zuluaga), porque ellos son mi valor máspreciado y mi principal fuente de apoyo, porque gracias a sus consejos, sus muchos esfuerzos y su dedicación, nos formaron bajo buenos valores y con su ejemplo me motivaron a que fuera la persona que soy hoy y lograr este nuevo logro, a mis hermanos y sobrinos que gracias a su presencia, risas y apoyo hacen de mí una mejor persona. A mi novio y su familia (Familia Londoño Sánchez) ya que se convirtieron en mi segunda familia, dándome un sin fin de bendiciones, consejos y motivación en esta etapa de mi vida que me hace crecer como futura profesional y como ser humano.

Agradecimientos

Agradezco a todas las personas que me apoyaron en todo este proceso de formarme como profesional. Mi familia, mis amigos, quienes siempre confiaron en mí y me dieron sus mejores deseos.

Agradezco a cada una de las personas que hicieron parte de esta meta, profesores y compañeros que con su acompañamiento hicieron más agradable mi paso por la universidad tecnológica de Pereira.

Finalmente, Agradezco a mi coordinador de práctica de CODENSA S.A ESP y mi director de práctica Jorge Humberto Sanz de la Universidad Tecnológica de Pereira, quienes, a pesar de las dificultades se mostraron siempre abiertos a compartir su conocimiento, tiempo y apoyo durante todo el proceso para una feliz culminación de mi pregrado

TABLA DE CONTENIDO

ÍNDICE DE FIGURAS	6
ÍNDICE DE TABLAS	8
GLOSARIO	9
RESUMEN.....	11
1. INTRODUCCIÓN.....	12
1.1. ANTECEDENTES	12
1.2. JUSTIFICACIÓN	13
1.3. OBJETIVOS	14
1.3.1. OBJETIVO GENERAL	14
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
2. ASPECTOS TEÓRICOS.....	15
2.1. ASPECTOS TEÓRICOS ELÉCTRICOS.....	15
2.1.1. Sistemas de Distribución.....	15
2.1.2. Conexiones de Puesta a Tierra del Neutro de los Transformadores	16
2.1.2.1. Neutro Aislado	16
2.1.2.2. Neutro sólidamente puesto a tierra.....	18
2.1.2.3. Neutro conectado a través de una Resistencia	19
2.1.2.4. Neutro conectado a través de una Resistencia y una Inductancia en serie	21
2.1.2.5. Neutro conectado a través de un Sistema Resonante	21
2.1.2.6. Análisis comparativo de Conexiones a Tierra del Neutro	23
2.1.3. Tipología de corto.....	24
2.1.4. Sobretensiones	27
2.2. ASPECTOS TEÓRICOS DE ATP- ATPDRAW	33
2.2.1. ¿Qué es ATP-ATPDRAW?	33
2.2.2. Introducción al programa ATP-ATPDRAW.....	33
2.2.3. Descripción básica de ATP-ATPDRAW	35
3. METODOLOGÍA	40
3.1. Definición de la metodología para la construcción del modelo.	40
3.2. Definición de la metodología para los estudios de sobretensiones y protecciones.	41

4. ANÁLISIS Y DESARROLLO	42
4.1. CASO DE ESTUDIO	42
4.2. CONSTRUCCION DEL MODELO.....	43
4.2.1. Modelo de líneas de alta tensión.....	43
4.2.2. Modelo de transformador de potencia	46
4.2.3. Modelos de circuitos.....	49
4.2.4. OTROS MODELOS	51
4.3. ESTUDIO DE SOBRETENSIONES	54
4.3.1. Sobretensiones por descargas atmosféricas	54
4.3.2. Ferroresonancia.....	55
4.4. ESTUDIO DE PROTECCIONES	56
5. RESULTADOS.....	57
5.1. RESULTADOS ESTUDIO DE SOBRETENSION.....	57
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	64
6.1. CONCLUSIONES GENERALES	64
6.2. CONCLUSIONES ESPECÍFICAS	66
6.3. RECOMENDACIONES	67
BIBLIOGRAFIA.....	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1. Conexión de neutro aislado	17
Figura 2-2. Representación de impedancia de fuga normal del sistema	17
Figura 2-3. Conexión de neutro sólidamente puesto a tierra.	18
Figura 2-4. Conexión de neutro a través de una resistencia.....	20
Figura 2-5. Conexión de neutro a través de una inductancia y una resistencia en serie.	21
Figura 2-6. Conexión del neutro a través de un Sistema Resonante.....	22
Figura 2-7. Cortocircuito trifásico simétrico	24
Figura 2-8. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra.....	25
Figura 2-9. Cortocircuito bifásica a Tierra.....	25
Figura 2-10. Cortocircuito monofásica a Tierra.....	26
Figura 2-11. Cortocircuito con doble contacto a tierra.....	26
Figura 2-12. Muestra de una forma de onda al presentarse una sobretensión.....	27
Figura 2-13. Principales características de la sobretensión.....	28
Figura 2-14. Clasificación de cortocircuitos por duración y tensiones alcanzadas	29
Figura 2-15. Circuito Resonante Serie	31
Figura 2-16. Conexiones con Riesgo de ferroresonancia.....	32
Figura 2-17. Interacción entre los programas de ATP-EMTP.....	34
Figura 2-18. Menú File, Edit y ATP	37
Figura 2-19. Menú de Componentes.....	37
Figura 4-1.Ventana principal del componente LCC	44
Figura 4-2. Ingreso de dato s de línea aérea.....	45
Figura 4-3. Distribución espacial de las líneas de alta tensión	45
Figura 4-4. Diagrama del equivalente de las líneas de transmisión.....	46
Figura 4-5. Representación del modelo HYBRID utilizado en la construcción de la subestación en ATPDraw.....	47
Figura 4-6.Componentes del modelo HYBRID	47
Figura 4-7. Ventana para modificar las opciones del Transformador Híbrido.....	48
Figura 4-8. Configuración del núcleo del transformador híbrido	48
Figura 4-9. Ventana para configurar del cable LCC	50
Figura 4-10. Ventana para configurar la línea LCC, pestaña “Data”	50
Figura 4-11. Modelado de una línea subterránea en ATP.....	51
Figura 4-12. Secuencia especial para el numerado de los elementos de un cable.....	51
Figura 4-13. Modelo del transformador de distribución.	52
Figura 4-14. Ventana de configuración para el circuito RC.	52
Figura 4-15. Modelo de descargadores en ATP.....	53
Figura 5-1.Tensión en el descargador de la subestación en función de la impedancia resistiva de puesta a tierra del neutro en un impacto tipo rayo al principio, mitad y final del circuito. 57	
Figura 5-2. Tensión en el descargador de la subestación en función de la impedancia reactiva de puesta a tierra del neutro en un impacto tipo rayo al principio, mitad y final del circuito. 58	
Figura 5-3.Tensión máxima en el barraje en las fases sanas para cable subterráneo y aéreo al inicio de la línea.	58
Figura 5-4. Tensión máxima en el punto de falla en las fases sanas para cable subterráneo y aéreo al inicio de la línea.....	59

Figura 5-5. Tensión en la fase C con diferentes cargas en el transformador en estudio al cerrar una fase.....	59
Figura 5-6. Porcentaje de sobretensión en las fases no energizadas vs longitud del conductor cuando se varía la frecuencia y se cierra una fase.....	60
Figura 5-7. Tensión en la fase C al considerar diferentes valores de la resistencia de puesta a tierra de la fuente y cerrar una fase	60
Figura 5-8. Tensión en la fase C al considerar diferentes valores de la reactancia de puesta a tierra de la fuente y cerrar una fase	61
Figura 5-9. Tensión en la fase C con diferentes cargas en el transformador en estudio al cerrar una fase.....	61
5-10. Porcentaje de sobretensión en las fases no energizadas vs longitud del conductor cuando se varía la frecuencia y se cierra una fase	62
Figura 5-11. Tensión en la fase C al considerar diferentes valores de la resistencia de puesta a tierra de la fuente y cerrar una fase	62
Figura 5-12. Tensión en la fase C al considerar diferentes valores de la reactancia de puesta a tierra de la fuente y cerrar una fase	63

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1. Análisis comparativo de los diferentes medios de puesta a tierra del neutro.	23
Tabla 4-1. Resistencia de falla e impedancia de neutro	54
Tabla 4-2. Distancias seleccionadas para el estudio de sobretensiones debidas a eventos de cortocircuito.....	55
Tabla 4-3. Porcentajes de falla en el circuito de prueba.....	56

GLOSARIO

- **Aislamiento externo:** son las distancias en el aire y las superficies en contacto con aire del aislamiento sólido del equipo, que están sujetas a los esfuerzos dieléctricos y a los efectos atmosféricos y otras condiciones externas.
- **Alta tensión:** todo suministro con tensión igual o superior a 115 kV
- **Arco primario:** descarga en un gas caracterizada por una alta corriente y una baja tensión
- **Arco secundario:** corriente residual que fluye a través de una falla monofásica durante el tiempo muerto del recierre.
- **Cable:** Conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.
- **Circuito eléctrico:** Lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobre-corrientes. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos. Pueden ser de modo diferencial (por conductores activos) o de modo común (por conductores activos y de tierra).
- **Conductor neutro:** Conductor activo conectado intencionalmente al punto neutro de un transformador o instalación y que contribuye a cerrar un circuito de corriente.
- **Circuito eléctrico equivalente:** Modelo para describir el comportamiento de un circuito eléctrico, por medio de una red de elementos ideales.
- **Corriente eléctrica:** Es el movimiento de cargas eléctricas entre dos puntos que no se hallan al mismo potencial, por tener uno de ellos un exceso de electrones respecto al otro.
- **Corriente de cortocircuito:** Sobre intensidad resultante de un cortocircuito debido a una falla o a una conexión incorrecta en un sistema eléctrico.
- **Corriente de cortocircuito previa (disponible):** corriente que circula si el cortocircuito fuera remplazado por una conexión ideal de impedancia despreciable sin ningún cambio en la alimentación.
- **Cortocircuito:** Camino conductor de muy baja resistencia accidental o intencionado entre dos o más partes conductoras de diferente potencial, que fuerza a que la diferencia de potencial entre ellas sea igual o próxima a cero.
- **Cortocircuito bifásico:** camino conductor accidental o intencionado entre dos o más conductores de fase con o sin conexión a tierra.

- **Cortocircuito monofásico a tierra:** camino conductor accidental o intencionado entre un conductor de fase y tierra local, en un sistema con neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia
- **Diagrama unifilar:** Representación gráfica integral y sencilla de un sistema eléctrico, el cual está compuesto por fuentes generadoras, transformadores, circuitos alimentadores, protecciones, etc.
- **Descargador de Sobretensión:** dispositivo para la protección del sistema de potencia y sus componentes contra las sobretensiones, ya sea producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante fallas.
- **Energización/puesta en servicio:** procedimiento que se realiza para la toma de tensión y la toma de carga de los equipos y sistemas de la subestación y de los circuitos asociados, para disponer en operación comercial la instalación.
- **Falla franca:** cero impedancia en el punto de cortocircuito
- **Interruptor:** dispositivo de maniobra capaz de interrumpir, establecer y llevar las corrientes normales o asignadas del circuito y las anormales o de cortocircuito, mediante la conexión o desconexión de circuitos.
- **Onda viajera:** perturbación energética ocasionada por un transitorio que se propaga a lo largo de un sistema de potencia o equipo
- **Sistema sólidamente puesto a tierra:** un sistema donde todos los puntos de neutro están puestos a tierra directamente
- **Sobrecarga:** Funcionamiento de un elemento excediendo su capacidad nominal.
- **Sobretensión:** Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior a la tensión máxima de operación normal de un dispositivo, equipo o sistema.
- **Sobretensión temporal:** sobretensión a frecuencia industrial de duración relativamente larga. Sobretensión transitoria: sobretensión de corta duración de unos pocos milisegundos o menos, oscilatoria o no oscilatoria, por lo general altamente amortiguada.
- **Tensión:** La diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el voltio; un error frecuente es hablar de “voltaje”.
- **Tierra (Ground o earth):** Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a conexiones con tierra. En temas eléctricos se asocia a suelo, terreno, tierra, masa, chasis, carcasa, armazón, estructura o tubería de agua. El término “masa” sólo debe utilizarse para aquellos casos en que no es el suelo, como en los aviones, los barcos y los carros.

RESUMEN

En el presente trabajo se realiza un proceso de auditoría para el proyecto Gestión del Neutro desarrollado por la Universidad Nacional de Colombia frente al convenio Marco de Cooperación firmado el 30/08/2011 entre CODENSA SA ESP y la Universidad, este trabajo se basa también en la respectiva verificación del análisis de sobretensiones y protecciones presentado por la Universidad, además se encarga de proporcionar la información necesaria para la conformación del modelo en ATP de la subestación piloto elegida.

Se verifica la construcción del modelo tomando como base los requerimientos entregados por la empresa, además se constata que la simulación refleje la situación operativa real de la S/E.

Se verifica igualmente cada uno de los estudios entregados por la universidad:

- Para el estudio de sobretensiones se realiza el respectivo análisis de los dos tipos de sobretensiones tratados, ferroresonancia y sobretensiones por descargas atmosféricas, teniendo en cuenta repercusiones en el sistema al incluirse cada medio de puesta a tierra.
- Para el estudio de protecciones se evalúa si las funciones de protección de los relés modernos actualmente instalados en las subestaciones piloto, pueden aplicar en la solución de la protección requerida o planteada, para el caso contrario, se verifica que el informe entregado presente la solución técnica que corresponda, disponible en el mercado.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Con relación a los sistemas de puesta a tierra en los sistemas de distribución, cada empresa adoptó una solución atendiendo a factores históricos y a sus propias prioridades y necesidades. Ninguna de las soluciones para los sistemas de puesta a tierra es perfecta: todas tienen alguna característica excepcional, pero a costa de sacrificar otras igual de importantes.

La evolución del sistema de distribución de CODENSA SA ESP lo ha llevado a tener un sistema sólidamente puesto a tierra, el cual le ha ofrecido ventajas como la selectividad y sensibilidad en sus protecciones, mitigación del fenómeno de la ferresonancia, reducción de sobretensiones y lo más importante garantizar la seguridad de las personas ante contactos directos

Al momento de convertirse en una filial de ENEL (Ente nazionale per l'energia elettrica, Italia) en América latina, CODENSA SA ESP adoptó sus políticas de operación, políticas que entre muchos aspectos abarcaban la forma de conectar a tierra el neutro de los transformadores de potencia, para la cual este grupo ha venido haciendo amplio un estudio desde comienzos del 2000. ENEL DISTRIBUZIONE solía operar el punto neutro de las redes de MT aisladas de la tierra (neutro aislado), solución adoptada por ENEL desde los años 60, no obstante y a través de los años, por el cambio de topología de las redes se presentó un aumento considerable de la corriente de falla a tierra monofásica con los consiguientes efectos negativos sobre los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones MT/BT y sus sistemas de protección. [1]

Como respuesta a estos efectos negativos y a la necesidad de mejorar los indicadores de calidad por exigencias del Regulador Italiano, ENEL inicia el proyecto de bobinas "Petersen", interviniendo el sistema de puesta a tierra para llevarlo de un sistema con neutro aislado a un sistema con neutro compensado; Después de los resultados positivos de la primera fase de experimentación (2000-2001), ENEL inició un plan para extender el nuevo sistema de puesta a tierra a todas sus subestaciones y años después a todas sus filiales.[1]

1.2. JUSTIFICACIÓN

La compañía colombiana CODENSA S.A. ESP. Surge en 1997 después del proceso de capitalización de la empresa de Energía de Bogotá (EEB), quedando con un 49% de esta la empresa EMDESA, grupo líder energético en ese entonces. En la actualidad CODENSA SA ESP hace parte del grupo ENEL la segunda empresa eléctrica en Europa por capacidad instalada, también abarca gran parte del departamento de Cundinamarca y cubre el 100% de la capital, además de tener una participación a nivel nacional del 22%. [2]

Con todo este proceso de cambio CODENSA SA ESP ha puesto como meta principal optimizar cada uno de sus procesos y garantizar una excelente calidad de servicio, por lo cual busca continuamente aspectos a mejorar; uno de estos es la necesidad de implementar un nuevo sistema de puesta a tierra del neutro que cumpla con las necesidades actuales y se acople al comportamiento de su sistema. Actualmente y desde hace muchos años CODENSA SA ESP decidió implementar un neutro sólidamente puesto a tierra pues en su momento era la opción más factible debido a que garantizaba un buen funcionamiento de sus protecciones siendo selectivo y sensible, reducía en un gran porcentaje las sobretensiones y cumplía con parámetros de seguridad; pero dicha implementación ha traído consigo ciertas consecuencias a través de los años debido a que las altas corrientes que este presenta ocasionan la interrupción del servicio por tiempos considerables, por lo cual esto analizado desde el punto de vista de los indicadores de calidad de servicio es una desventaja.

Frente a este tema, hablar de una única solución sería complejo debido a que cada sistema posee unos requerimientos y condiciones especiales como se presenta en [3], donde se muestra los diferentes medios de puesta a tierra existentes y su análisis ante sistemas definiéndolos según el medio que se utilice como efectivamente puestos a tierra o no efectivamente puestos a tierras de acuerdo al cumplimiento de los objetivos básicos de un esquema de puesta a tierra que según este artículo son:

“

- Establecer la relación de tensiones y el grado de protección de la fuente de tensión permitida por los Pararrayos
- Limitar los transitorios de sobretensión línea-tierra.
- Establecer la sensibilidad y selectividad de los relés de falla a tierra.
- Limitar la magnitud de corriente de falla a tierra.
- Seguridad. ” [3]

De igual forma, si no se puede dar una solución inmediata si se podría recomendar un medio de puesta a tierra específico para cierto tipo de sistema según unas características dadas, por ejemplo para sistemas que necesitan reducir efectos de incendio de equipo, efectos mecánicos o la bajada momentánea de tensión de línea se utiliza un puesta a tierra de neutro por medio de una resistencia o para sistemas con una corriente de carga fuerte y susceptibles a arcos a tierra se recomienda un neutralizador de falla a tierra [4], claro está con su respectivo análisis y estudio; básicamente esto es lo que busca CODENSA SA ESP, una solución óptima que se acople a sus necesidades y que ayude a mejorar sus índices de calidad, por esto ha requerido la realización de un estudio de gestión del neutro.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. OBJETIVO GENERAL

Diseñar en conjunto con la Universidad Nacional de Colombia un sistema de puesta a tierra del neutro óptimo, el cual se acople a las necesidades actuales del sistema eléctrico de CODENSA SA ESP, garantizando índices de calidad del servicio aceptables (SAIDI-SAIFI), mayor confiabilidad y seguridad, protección adecuada de equipos, etc; mediante un análisis detallado de los medios de los sistemas de puesta a tierra del neutro existentes en una subestación.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar los diferentes medios de puesta a tierra del neutro en transformadores de potencia con conexión estrella –estrella y triangulo –estrella.
- Analizar la factibilidad de cada medio en un ejercicio piloto en una subestación de CODENSA SA ESP, identificando las variables eléctricas críticas y su influencia en el sistema actual de distribución.
- Definir una metodología clara y precisa para el cálculo de corrientes de cortocircuito. Relacionar según el medio los esquemas de protección relacionados y las modificaciones propuestas para los esquemas actuales.
- Establecer las condiciones para la implementación en CODENSA SA ESP.

2. ASPECTOS TEÓRICOS

2.1. ASPECTOS TEÓRICOS ELÉCTRICOS

2.1.1. Sistemas de Distribución

Para iniciar un estudio acerca del comportamiento del sistema al cambiar el medio de puesta a tierra de los transformadores, es necesario entender las operaciones básicas entre sistemas eléctricos conectados y no conectados a tierra para que corresponda a la topología de conexión a tierra adecuada para el desempeño deseado del sistema eléctrico.

Los sistemas se pueden clasificar en “conectados a tierra” y en “sin conexión a tierra”:

▲ Sistemas Sin Conexión a Tierra

En estos sistemas el devanado secundario del transformador de la subestación, ya sea conectado en estrella o triángulo la configuración de sus devanados más comunes, sin conexión a tierra. Los hilos de distribución son tres en caso trifásico y dos en el monofásico, estando los pararrayos conectados directamente de una fase a la tierra. [5]

▲ Sistemas Con Conexión a Tierra

Estos sistemas suelen tener conectado el devanado secundario del transformador en estrella, cuyo punto neutro es conectado a tierra, ya sea directamente, a través de una resistencia u otro elemento que asegure la conexión constante (ininterrumpida) a tierra. También es posible conectar el neutro de los transformadores por medio de un transformador secundario.

Dependiendo de la utilidad que se le quiera dar al neutro, tendremos los siguientes subtipos:

- ✓ Sólidamente puesto a tierra
- ✓ Neutro conectado a través de una impedancia:
 - Conectado a través de una resistencia.
 - Conectado a través de una inductancia.
 - Conectado a través de una inductancia y una resistencia en serie.
 - Conectado a través de un sistema resonante.
- ✓ Transformadores de puesta a tierra.

2.1.2. Conexiones de Puesta a Tierra del Neutro de los Transformadores

En un sistema eléctrico es de suma importancia seleccionar adecuadamente la tipología de conexión a tierra de los transformadores, pues con esta se puede garantizar la seguridad y salud de las personas, y al mismo tiempo tener un sistema con una operación más confiable, asegurando la vida útil de los equipos del sistema.

Existen varias razones para realizar puesta a tierra del neutro en una instalación: [1]

- ▲ Seleccionar la selectividad y sensibilidad de los relés de protección de cortocircuitos a tierra.
- ▲ Evitar la ferresonancia: los transformadores de tensión en una red con neutro aislado pueden, bajo determinadas circunstancias, estar sujetos a sobretensiones elevadas debido a este fenómeno, al entrar en oscilación su reactancia (no lineal) con la capacidad parásita a tierra de la red.
- ▲ Reducir las corrientes transitorias de falta a tierra: siempre que no sea una conexión rígida, la conexión del sistema a tierra a través de una impedancia permite controlar y limitar las corrientes de cortocircuito en caso de faltas a tierra.
- ▲ Reducir las sobretensiones: la puesta a tierra permite controlar y reducir las sobretensiones en la red.
- ▲ Seguridad de las personas ante contactos directos e indirectos.

Todas estas consideraciones tienen repercusión en el sistema, tanto en su costo, diseño, disposición física y continuidad del servicio. [5]

Al ser tan diferente cada sistema eléctrico, es imposible generar una única solución que priorice la problemáticas específicas de cada sistema, de ahí se parte el hecho de tener diferentes tipos de conexión a tierra, pues con estos cada sistema puede optar por cual supla mejor sus necesidades, ninguna de estas soluciones es perfecta claro está, pero hacen que cada empresa pueda elegir entre qué problema solucionar, que puede y no sea el más adecuado, pero si el que aporte la solución más óptima.

Existen diferentes tipos de conexión a tierra de los transformadores, los cuales se mostraran a continuación:

2.1.2.1. Neutro Aislado

En este caso no se realiza ninguna conexión entre el punto neutro de la fuente de alimentación y tierra (Figura 2-1). Las partes conductoras accesibles y extrañas de la instalación se conectan a una toma de tierra.

En la práctica, todos los circuitos tienen una impedancia de fuga a tierra, puesto que ningún aislamiento es perfecto. En paralelo con esta ruta de fuga resistiva (distribuida) se encuentra la ruta de la corriente capacitiva distribuida, y juntas constituyen la impedancia de fuga normal a tierra (Figura 2-2). [6]

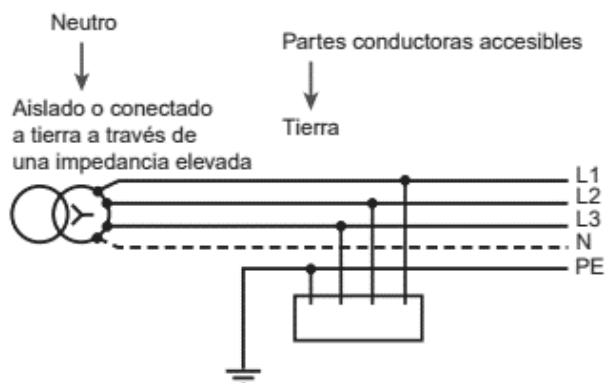


Figura 2-1. Conexión de neutro aislado

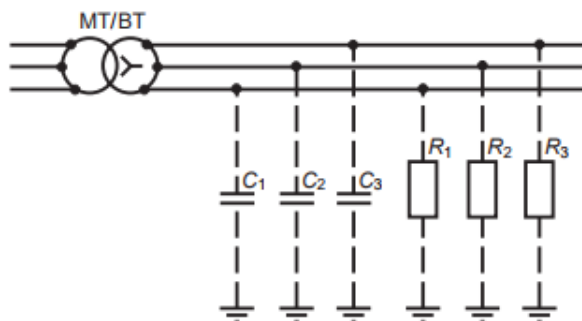


Figura 2-2. Representación de impedancia de fuga normal del sistema

➤ Ventajas [7]

- La primera falta a tierra solo causa una pequeña circulación de corriente capacitiva, por lo que se puede operar el sistema sin afectar a la continuidad del suministro.
- No es necesario invertir en equipamiento para la puesta a tierra. Si para el sistema de protección.
- La indicación del primer defecto de aislamiento, seguida de su localización y eliminación obligatorias, asegura la prevención sistemática de los cortes del suministro.

➤ **Desventajas [7]**

- Mayor coste al requerir un alto nivel de aislamiento de la red (supone la división de la red si es muy extensa y el uso de transformadores de separación de circuitos para alimentar a las cargas con corrientes de fuga elevadas), Una falta provoca que las fases sanas se pongan a tensión compuesta respecto a tierra.
- Mayores posibilidades de sobretensiones transitorias por faltas con arco, resonancias y ferresonancias, etc.

2.1.2.2. Neutro sólidamente puesto a tierra

El circuito se conecta directamente a tierra sin una impedancia intermedia (figura 2-3). En un sistema con conexión sólida a tierra, la intención del diseño es proporcionar una referencia de tierra para abrir un circuito lo más rápido posible y a su vez aislar la falla con base en el flujo de alta corriente. Esto evita que la falla escale y también protege los motores conectados y el equipo del daño. [5]

Históricamente, el sistema usado más comúnmente es el sistema conectado a tierra en forma sólida. [6]

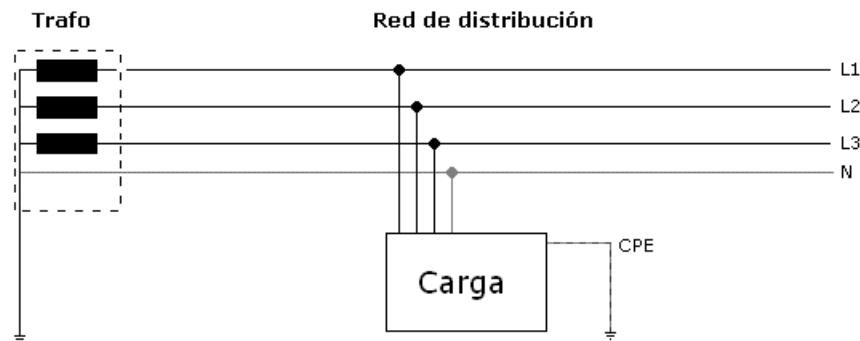


Figura 2-3. Conexión de neutro sólidamente puesto a tierra.

Para asegurar las ventajas de este método es necesario que la puesta a tierra sea efectiva:

- $I_{1\phi} \geq 60\% I_{3\phi}$
- En cualquier punto del sistema:

$$\begin{aligned} R_0 &\leq X_1 \\ X_0 &\leq 3X_1 \end{aligned}$$

➤ **Ventajas [7]**

- Facilidad de detección y localización de las faltas a tierra.
- Limitación de las sobretensiones por faltas a tierra y transitorias por maniobras y rayos.
- En sistemas trifásicos hay tendencia a sistemas con conexión en estrella cuyo neutro se encuentra puesto a tierra sólidamente lo que ayuda al balanceo de las fases; el punto de la estrella estará cercano a 0 voltios dependiendo de la distribución de la carga.[8]

➤ **Desventajas**

- Fallas a tierras más energéticas. Se requieren protecciones de alta velocidad para limitar los efectos térmicos y mecánicos sobre los equipos De uso exclusivo en sistemas de AT y MAT, por economía de los aislamientos. En MT su uso depende de la práctica de aplicación de cada compañía.[8]

2.1.2.3. Neutro conectado a través de una Resistencia

El elemento de conexión a tierra es una resistencia (figura 2-4). Dependiendo del valor utilizado de la resistencia de puesta a tierra se diferencian dos métodos:

• Puesta a tierra con alta resistencia: [7]

- ✓ $R_0 > 2X_0$
- ✓ La corriente de falta a tierra es muy reducida, pero siempre debe ser superior a la corriente capacitiva total del sistema ($5 \div 30$ A en sistemas de MT)

• Puesta a tierra con baja resistencia: [7]

- ✓ $R_0 \leq 2X_0$
- ✓ La corriente de falta a tierra es elevada, pero mucho menor que si se utiliza neutro rígido ($300 \div 1000$ A en sistemas de MT)

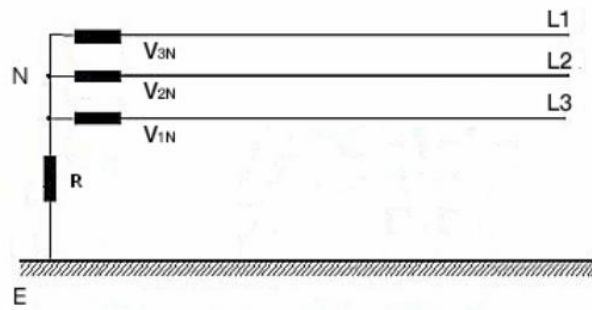


Figura 2-4. Conexión de neutro a través de una resistencia

Las ventajas y desventajas de la puesta a tierra con baja resistencia similares al sistema de neutro rígido a tierra, pero con efectos menos dañinos durante la falta al haberse reducido la corriente a tierra

➤ **Ventajas de la puesta a tierra con alta resistencia [7]**

- No es necesario dar disparo instantáneo ante una primera falta a tierra
- Reducción de los daños por efectos térmicos y electrodinámicos
- Reducción de las sobretensiones transitorias por maniobras y rayos

➤ **Desventajas de la puesta a tierra con alta resistencia:**

- Comportamiento para faltas a tierra similar a neutro aislado. Fases sanas a tensión compuesta.[7]
- Se puede colocar directamente en la conexión a tierra, o de forma indirecta a través del secundario de un transformador auxiliar. En este caso, la impedancia homopolar equivalente vista desde el punto de fallo, seguirá teniendo el carácter inductivo o capacitivo previo de la red, más o menos atenuado dependiendo del valor por triplicado de la resistencia de la puesta a tierra [5]
- Mala aplicación de dispositivos de protección contra sobrecarga (deben tener la capacidad de circuitos neutrales no conectados a tierra), y el UPS se debe conectar a tierra en un método compatible en su cableado de entrada y salida. Las fallas de rastreo son algo difíciles y se deben alcanzar en circuitos vivos usando pulsadores de circuito. [6]

2.1.2.4. Neutro conectado a través de una Resistencia y una Inductancia en serie

En este tipo de puesta a tierra se combinan en serie una resistencia y una inductancia (figura 2-5). Con la resistencia se consigue fácilmente aumentar el valor del módulo de impedancia a valores deseados y con la inductancia se aumenta el carácter inductivo de la impedancia homopolar en caso de cortocircuito monofásico a tierra. [6]

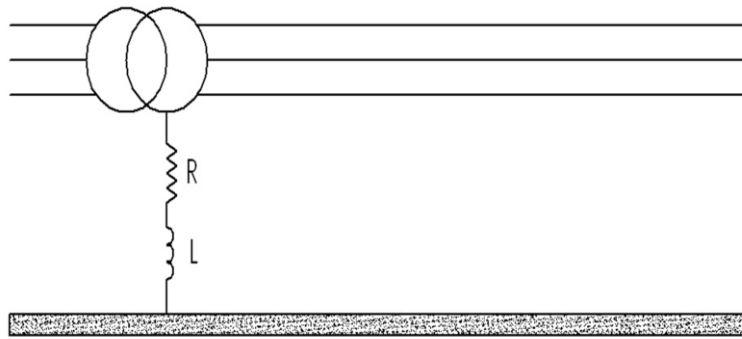


Figura 2-5. Conexión de neutro a través de una inductancia y una resistencia en serie.

2.1.2.5. Neutro conectado a través de un Sistema Resonante

Su principio de funcionamiento se basa en una inductancia de valor variable sintonizable con la capacitancia de la red. Si el sistema resonante, también llamado Bobina Petersen, está bien sintonizado con la capacitancia de la red, en caso de una falta fase-tierra, la corriente inductiva que circula por la Bobina Petersen será similar a la corriente capacitiva que circula por las fases sanas, lo que provocará la reducción sustancial de sus efectos sobre el cortocircuito, al estar estas dos corrientes prácticamente desfasadas 180° y de magnitud similar, por lo que la corriente capacitiva del sistema se verá compensada con la corriente inductiva generada por la reactancia y la corriente de falla quedará reducida a un pequeño valor resistivo. [5]

Para limitar la intensidad por la inductancia a valores admisibles, se coloca una resistencia en paralelo a esta. En la figura 2-11 vemos representada la puesta a tierra y las capacitancias de la línea, con las cuales se sintoniza la Bobina Petersen. [5]

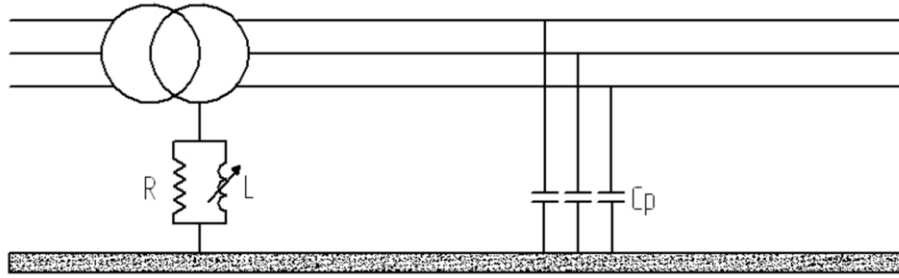


Figura 2-6. Conexión del neutro a través de un Sistema Resonante

➤ Ventajas [9]

- La compensación de la corriente de falla se reduce a niveles establecidos por regulaciones eléctrica para seguridad en su operación, pero un crecimiento en el tensión entre neutro y tierra puede resultar en costos adicionales en aislamiento.
- El número de re-cierres automáticos de alta velocidad provocados por las fallas a tierra disminuyen sustancialmente entre un 70-90%, lo cual reduce el número de despejes transitorios.
- En condiciones de falla monofásica en el sistema se puede operar por espacio de horas, aun cuando persista la falta.
- El incremento de tensión después de la extinción del arco es lento lo que disminuye el riesgo de reencendido del arco.
- Existe una reducción en mantenimiento de equipos de protección
- Cuando el sistema opera en condiciones permanente de falla, la potencia disipada por la falla es muy pequeña debido a la compensación
- La compensación reduce la posibilidad de que una falla monofásica línea a tierra se convierta en otro tipo de falla (falla bifásica o trifásica) debido a la propia extinción motivada por la compensación

➤ **Desventajas [9]**

- En sistemas de protección con tecnología tradicional, la confiabilidad y sensibilidad de los relés es reducida.
- La dificultad para localizar las fallas se incrementa.
- Durante una falla a tierra, las tensiones en las fases no afectadas crecerán $\sqrt{3}$ veces. Esto limita la implementación de este tipo de puesta a tierra para sistemas con niveles de tensión superiores. No podría ser económicamente viable, porque la inversión requerida en el aislamiento sería muy costosa.
- La probabilidad de fallas dobles monofásicas línea a tierra aumenta en puntos débiles del sistema debido al incremento de la tensión.

2.1.2.6. Análisis comparativo de Conexiones a Tierra del Neutro

Característica	METODOS DE PUESTA A TIERRA					
	Neutro aislado	Sólidamente puesto a tierra	Resistencia baja	Resistencia alta	Neutro impedante	Resonante
Limitaciones de sobretensiones	Mala	Buena	Buena	Regular	Regular	Regular
Operación sostenida durante fallas	Raras veces	No	No	Raras veces	Raras veces	frecuentemente
Auto-extinción de arco durante fallas transitorias	Raras veces	No	No	Raras veces	Raras veces	frecuentemente
Seguridad personal	Regular	Buena	Buena	Regular	Regular	Buena
Calentamiento de equipos	Baja	Alta	Alta	Baja	Regular	Muy baja
Sensibilidad de protecciones	Regular	Buena	Buena	Regular	Regular	Regular

Tabla 2-1. Análisis comparativo de los diferentes medios de puesta a tierra del neutro.

2.1.3. Tipología de corto

En las instalaciones eléctricas pueden producirse diferentes tipos de cortocircuitos, como son:

- **Por su duración:** Auto-extinguible, transitorio, permanente,
- **Por su origen:** Originados por factores mecánicos (rotura de conductores, conexión eléctrica accidental entre dos conductores producida por un objeto conductor extraño, como herramientas o animales), o a debidos a sobretensiones eléctricas de origen interno o atmosférico, o causados por la degradación del aislamiento provocada por el calor, la humedad o un ambiente corrosivo,
- **Por su localización:** dentro o fuera de una máquina o un tablero eléctrico. Desde otro punto de vista, los cortocircuitos pueden ser: [10]

- **Cortocircuito trifásico simétrico**

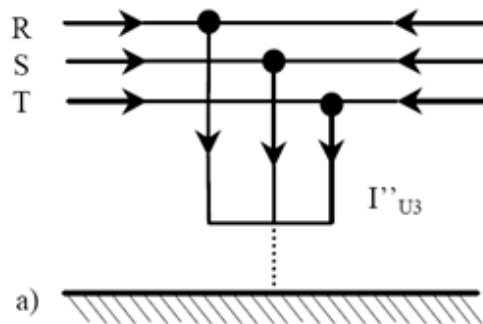


Figura 2-7. Cortocircuito trifásico simétrico

Corresponde a un cortocircuito entre las tres fases de forma simultánea. Los cortocircuitos trifásicos, son los únicos cortocircuitos que se comportan como sistemas equilibrados, ya que todas las fases están afectadas por igual. Las Tensiones en el punto de cortocircuito, tanto si el cortocircuito se cierra a través de tierra como si se está aislado de ella. Son nulas. Presentando las intensidades igual modulo pero un argumento desfasado 120° . [10][11]

Se considera que tiene la corriente de defecto más alta, ya que sólo está limitada por la impedancia de fase bajo la tensión simple. El cálculo en una red del I_{cc3} es indispensable para elegir los materiales de la instalación. Se producen, de origen, solo en el 5% de los casos de cortocircuito. Normalmente aparece derivado de alguno de los siguientes casos: [5]

- Cortocircuito bifásico
- Cortocircuito monofásico aislado
- Cortocircuitos a tierra

- **Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra**

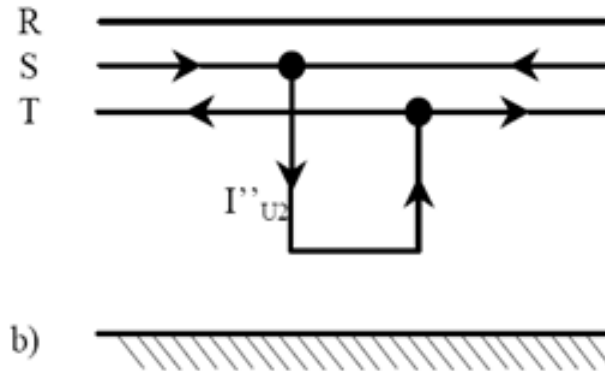


Figura 2-8. Cortocircuito bifásico sin contacto a tierra

Corresponde a un cortocircuito entre dos fases sin hacer contacto con la referencia a tierra. En este tipo de cortocircuito generalmente las corrientes iniciales simétricas de cortocircuito son menores que la del fallo trifásico, aunque si el cortocircuito se produce en las inmediaciones de máquinas síncronas o asíncronas de cierta potencia, las corrientes de esta falla pueden llegar a presentar valores incluso mayores que las del cortocircuito trifásico.

Al presentarse en dos de las tres fases del sistema, este cortocircuito ya no es equilibrado, por esta razón en su cálculo se debe utilizar tanto la red directa como la red e secuencia inversa. [10][11].

Se da en un 15% de los casos. Suele degenerar en un cortocircuito trifásico. [5]

- **Cortocircuito bifásica a Tierra**

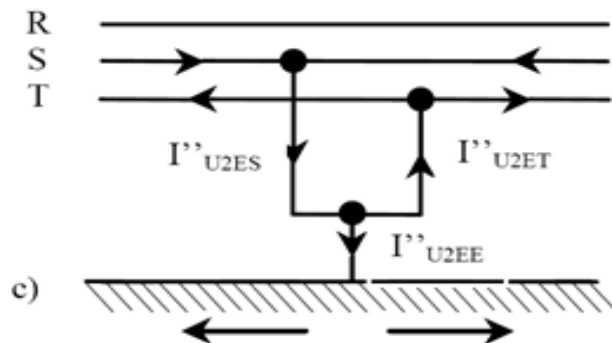


Figura 2-9. Cortocircuito bifásica a Tierra

Corresponde a un cortocircuito entre dos fases y drenado a tierra. Dispone de las mismas características que el cortocircuito bifásico sin contacto a tierra, pero en este caso con

pérdidas de energía hacia tierra. Es necesario para su cálculo además de las redes de secuencia directa e inversa, la red de secuencia homopolar debido a la pérdida de energía. [10][11]

Es un defecto que aparece en escasas ocasiones, mayoritariamente es un defecto que se produce como evolución de otro cortocircuito previo. [5]

- **Cortocircuito monofásica a Tierra**

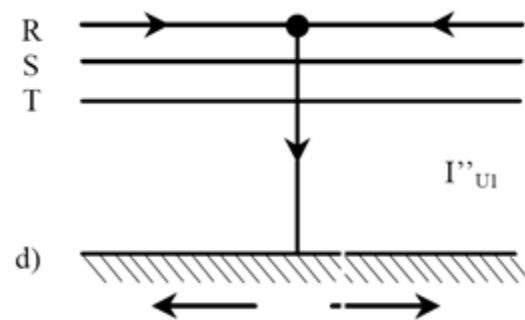


Figura 2-10. Cortocircuito monofásica a Tierra

Corresponde a un cortocircuito entre una fase y la referencia a tierra. Este es el cortocircuito más frecuente y violento, produciéndose con mayor frecuencia en redes rígidamente puestas a tierra, o mediante impedancias de bajo valor.

Su cálculo es importante, tanto por lo elevado de sus corrientes como por su conexión a tierra, lo que permite calcular las fugas a tierra, las tensiones de contacto o de paso, o valorar las interferencias que estas corrientes puedan provocar. Para su cálculo, al ser desequilibrado y con pérdidas de energía, son necesarias las tres redes de secuencia (directa, inversa y homopolar). [10][11]

El 80% de las veces que se produce un cortocircuito, será uno monofásico a tierra. Es por lo que su estudio prevalece sobre los demás tipos de cortocircuito. Un buen conocimiento y extinción de este tipo nos llevará a tener bajo control la mayoría de los cortocircuitos que acontezcan durante la vida de la instalación. [5]

- **Cortocircuito con doble contacto a tierra**

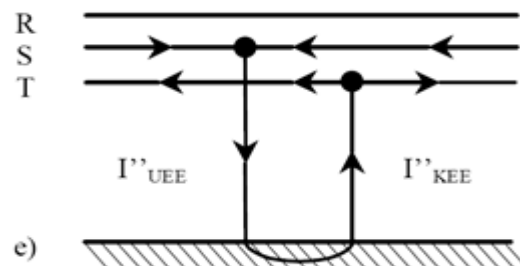


Figura 2-11. Cortocircuito con doble contacto a tierra

En redes con neutro aislado o puestas a tierra con impedancias de gran valor. Puede aparecer el doble contacto tierra.

Este cortocircuito presenta valores de corriente inferiores al resto de los cortocircuitos. Si consideramos que es poco frecuente y la complejidad que representa su cálculo, se comprenderá que es el cortocircuito menos analizado. [10][11]

- **Cortocircuito monofásico aislado**

Corresponde a un defecto entre una fase y el neutro, cuando esta forma parte de la distribución y está alimentado por la tensión simple.

En algunos casos concretos como por ejemplo, con un transformador estrella-zigzag o un alternador en régimen subtransitorio, la intensidad puede llegar a ser mayor que en un defecto trifásico. [5]

2.1.4. Sobretensiones

- **¿Qué es una sobretensión?**

Una sobretensión es una onda o impulso de tensión que se superpone a la tensión nominal de la red (figura 2-12)

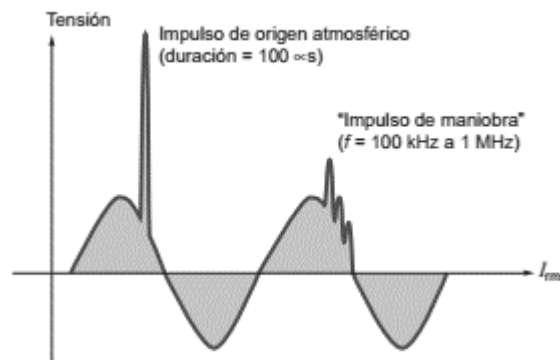


Figura 2-12. Muestra de una forma de onda al presentarse una sobretensión

Este tipo de sobretensión se caracteriza por lo siguiente (figura 2-13): [12]

- El tiempo de subida (t_f) se mide en μs .
- El gradiente S se mide en $kA/\mu s$.

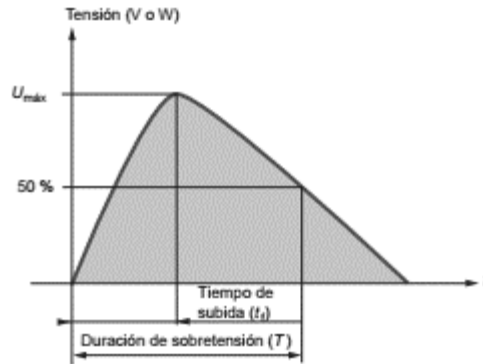


Figura 2-13. Principales características de la sobretensión.

Sus efectos pueden ir desde una simple interrupción del trabajo que estén realizando a la destrucción total del equipo o instalación. Los tres niveles que podemos distinguir son: disrupción (interrupciones, corrupción de la onda eléctrica...), degradación (reducción de la vida útil de los equipos y/o aumento de la posibilidad de un mal funcionamiento de los equipos) y daños (destrucción de equipos, instalaciones, incendios, etc. Lo que obligaría a la reparación/sustitución inmediata).

Todos estos efectos conllevan pérdidas económicas por la reposición de los elementos dañados, así como el coste indirecto de la ruptura de los procesos alimentados. [5]

- **Tipos de sobretensiones**

Existen cuatro tipos de sobretensiones que pueden afectar a las cargas y a las instalaciones eléctricas (figura 2-14):

- ✓ Sobretensiones de origen atmosférico.
- ✓ Sobretensiones de funcionamiento o maniobra.
- ✓ Sobretensiones de transitorios de frecuencia industrial.
- ✓ Ferroresonancia

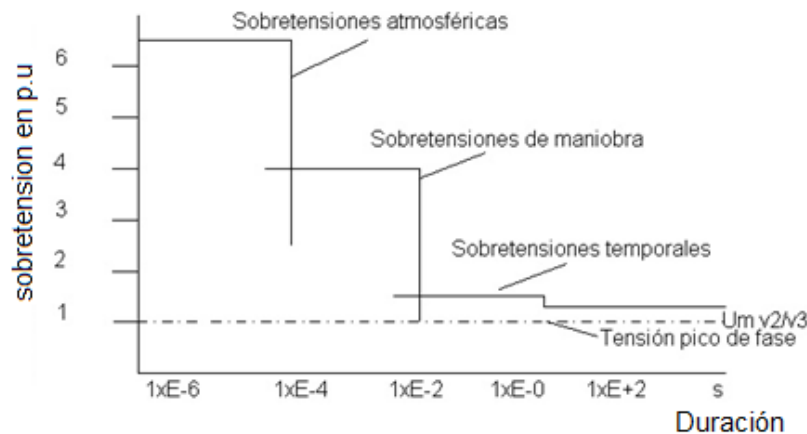


Figura 2-14. Clasificación de cortocircuitos por duración y tensiones alcanzadas

❖ Sobretensiones de origen atmosférico (frente rápido- Fast Front Overvoltage)

Su importancia es mucho mayor que otros tipos de sobretensiones: son críticos para todos los niveles de tensión y es esencial suavizar sus efectos con elementos de protección, sobre todo pararrayos y cadenas de aisladores. La amplitud de la sobretensión puede ser mayor de 6 p.u., lo que convierte a las FFO en las más peligrosas, aunque por suerte, no es el caso más probable. Su duración es de varios microsegundos y no tiene naturaleza senoidal. [5]

Se distinguen tres tipos de sobretensiones atmosféricas en función de la caída del rayo: [13]

- ◆ **Sobretensiones transitorias conducidas:** La caída de un rayo directo sobre una línea de distribución de energía o de comunicaciones (línea telefónica) crea una onda de corriente que se propaga por ambas partes del punto de impacto.
- ◆ **Sobretensiones transitorias inducidas:** La caída de un rayo sobre un poste, árbol o irregularidad en el terreno será equivalente a una antena de gran longitud que emite un campo electromagnético muy elevado
- ◆ **Sobretensiones transitorias debidas al aumento de potencial de tierra:** La caída de un rayo sobre el terreno o en un pararrayos provoca una fuerte elevación del potencial de tierra en una zona de algunos kilómetros (si el rayo cae en un pararrayos, el potencial de tierra aumentará cuando éste dirija la corriente a tierra). Este aumento de potencial puede inducir sobretensiones elevadas en los cables subterráneos y provocar la elevación de la tensión de las conexiones a tierra.

❖ **Sobretensiones de funcionamiento o maniobra. (de frente lento- (Slow Front Overvoltage)**

Del orden de los milisegundos y una amplitud de sobretensión de 4 p.u., juegan un rol importante en la determinación de la energía que tienen que ser capaz de disipar los pararrayos y la tensión que deben ser capaces de soportar, tanto los equipos como los pararrayos antes de que se alcance la tensión disruptiva del aire en las torres de las líneas de distribución. No tiene naturaleza senoidal. [5]

Las sobretensiones de frente lento en alta tensión pueden producirse a causa de: [14]

- ▲ **Desconexión de una línea de alta tensión que funcionaba sin carga:** En el momento de abrir el interruptor se produce una diferencia de tensión entre la red y la línea desconectada que puede desembocar en la aparición de un arco inverso, se observa una oscilación amortiguada de algunos cientos de kHz, que tiene una amplitud máxima equivalente a la diferencia de tensión entre los contactos en el momento de la aparición del arco inverso.
- ▲ **Desconexión de un transformador de marcha en vacío:** Al desconectar un transformador que trabaja en vacío, la capacidad de bobinados se debe cargar utilizando la energía donada por el campo magnético. El circuito formado por la inductancia y la capacidad continúa oscilando hasta que la totalidad de la energía en la resistencia óhmica de este circuito se haya transformado en calor por efecto Joule.
- ▲ **Derivación a tierra en redes aisladas de tierra:** Si en el conductor exterior de una red no puesta rígidamente a tierra se produce una derivación a tierra, el potencial de la totalidad del sistema de conductores se altera con el valor de la tensión de tierra del conductor afectado.

❖ **Sobretensiones de transitorios de frecuencia industrial**

Estas sobretensiones presentan las mismas frecuencias que la red (50, 60 o 400 Hz):

- ▲ Sobretensiones producidas por defectos de aislamiento de fase/masa o fase/tierra en una red con un neutro aislado, o por el defecto del conductor neutro. Cuando ocurre esto, los dispositivos de fase única recibirán una alimentación de 400 V en lugar de 230 V, o en una tensión media: $U_s \times e = U_s \times 1,7$.
- ▲ Sobretensiones debidas a un defecto en el cable. Por ejemplo, un cable de media tensión que cae en una línea de baja tensión. [12]

❖ Ferroresonancia

El fenómeno de ferroresonancia muy común en los sistemas de distribución, debido al constante mantenimiento que este requiere o a simples maniobras programadas en donde al momento de presentarse desconexión en una de las fases las otras dos presenta sobretensiones, que no solo pone en riesgo el adecuado funcionamiento del sistema, sino también la seguridad de las personas.

La ferroresonancia es un caso especial de resonancia serie, que ocurre en circuitos como el mostrado en la figura 2-15, en el cual la resistencia es despreciable y cuando las magnitudes de la reactancia capacitiva e inductiva se acercan en su valor, por tener signos opuestos, la impedancia total vista por la fuente se reduce, provocando corrientes elevadas que pueden ocasionar la desconexión de circuito o causar tensiones elevadas tanto en X_C como en X_L . [15]

Por lo general el circuito en serie resonante se compone de la conexión en serie de la fase a tierra capacitiva (entre el interruptor automático y el transformador) de la fase abierta y la impedancia de magnetización del transformador

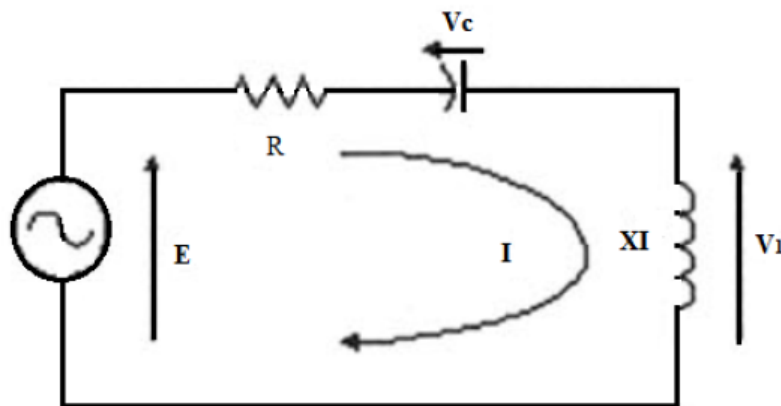


Figura 2-15. Circuito Resonante Serie

Uno de los escenarios de línea abierta que puede resultar en ferroresonancia son las maniobras normales con equipos mono-polares, como interruptores usados para energizar o des-energizar los bancos de transformadores, algunas de estas situaciones pueden ocurrir cuando una o dos fases se pierden mientras que el transformador esta descargado o ligeramente cargado, como resultado de un fusible roto, por una ruptura del conductor, o por un simple accidente a la hora de trabajar. [15]

Las capacitancias pueden estar formadas por un cable subterráneo capacitante o una línea aérea de suministro de un transformador cuyos devanados primarios están conectados en estrella con neutro aislado o conectado a tierra o en conexión delta.

En sistemas trifásicos, es más factible que se presente una conexión donde pueda ocurrir el fenómeno de ferroresonancia. El problema sobreviene cuando se desconecta uno o dos de los conductores que alimentadores con un valor adecuado para producir el fenómeno.

Para localizar visualmente las trayectorias LC-serie no lineales típicas en los sistemas de distribución trifásicos, se tomaran como base cuatro casos básicos, los cuales se muestran en la figura 2-16:

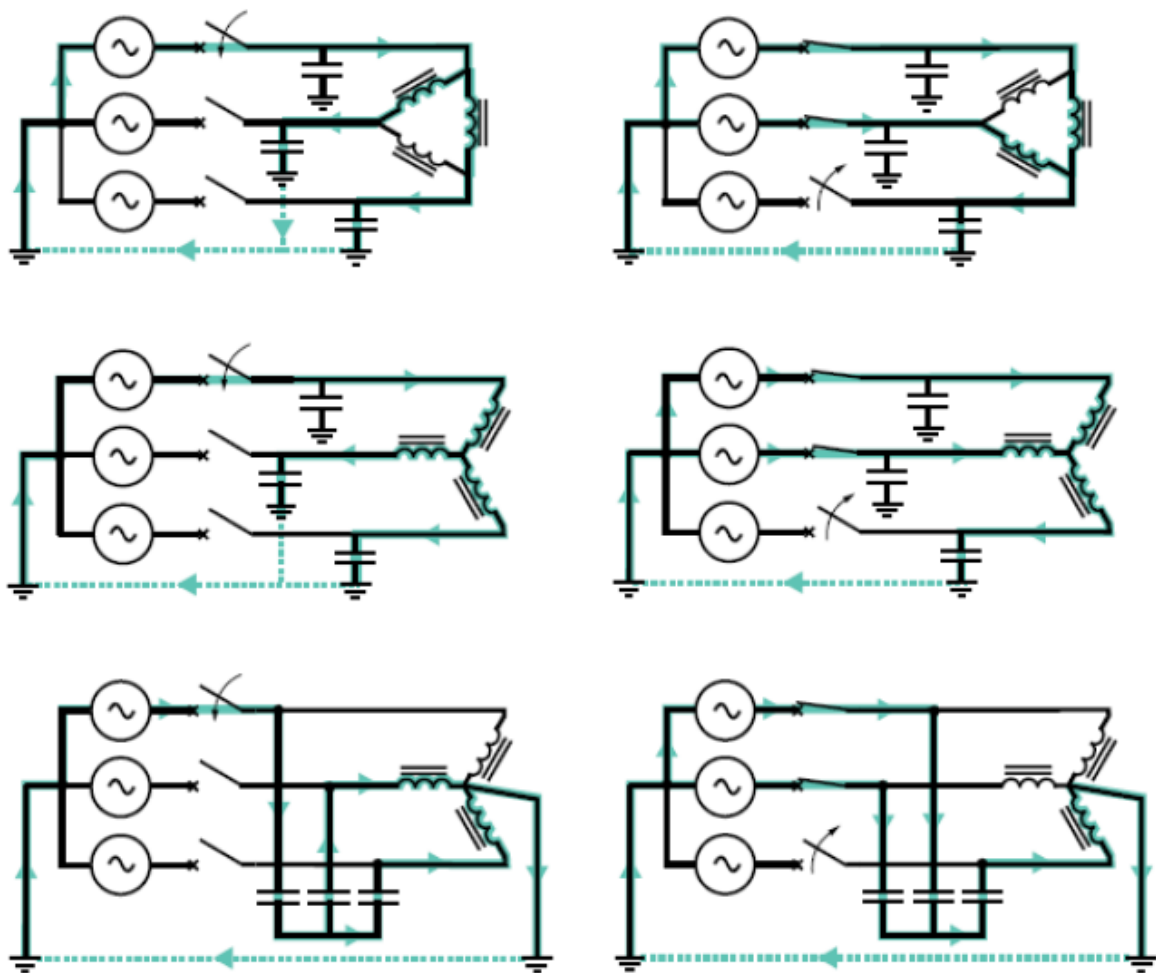


Figura 2-16. Conexiones con Riesgo de ferroresonancia.

2.2. ASPECTOS TEÓRICOS DE ATP- ATPDRAW

2.2.1. ¿Qué es ATP-ATPDRAW?

El Programa de Transitorios Alternativo (Alternative Transients Program, ATP) es considerado un programa informático universal para la simulación de fenómenos electromagnéticos transitorios y de naturaleza electromecánica en sistemas eléctricos de potencia. Complejas redes eléctricas y sistemas de control pueden ser simulados de esta manera.

El Programa de Transitorios Electromagnético (Electromagnetic Transients Program, EMTP) fue desarrollado en el dominio público de la Administración de Energía Bonneville (Bonneville Power Administration, BPA) de Portland, Oregon, como paso previo a su comercialización en 1984 por el Grupo de Coordinación de Desarrollo del EMTP (EMTP Developmet Coordination Group) y el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica (Electric Power Research Institute, EPRI) de Palo Alto, California. Varios expertos en todo el mundo, sin embargo, han contribuido a su posterior desarrollo y mejora en años posteriores.

Protegido por las leyes de Estados Unidos, ATP puede ser adquirido bajo licencia, expedida y garantizada por los propietarios del material. [16]

ATP utiliza un preprocesador gráfico para Windows llamado ATPDRAW, este permite generar gráficamente el sistema a ser simulado en ATP.

Si bien ATPDRAW integra todos los programas necesarios para realizar una simulación, este no puede realizar una simulación por sí mismo, solo permite invocar el programa de simulación (EMPT/ATP) y los procesadores gráficos (PlotXY, GTPLOT,etc.)

2.2.2. Introducción al programa ATP-ATPDRAW

A fin de facilitar su uso, ATP-EMTP permite la integración de una serie de programas complementarios: editores de texto, un editor gráfico de circuitos eléctricos y aplicaciones específicas para la visualización gráfica de los resultados obtenidos. Se accede a dichos programas a través del gestor del entorno, ATPCC.

De esta manera, la simulación de un sistema eléctrico o electromecánico puede iniciarse con la creación del modelo en el editor gráfico (fichero de extensión .adp o .cir). La ejecución (run ATP) del modelo en el mismo editor genera el fichero .atp y los ficheros de salida .lis y .pl4, éstos últimos registran los resultados de la simulación efectuada. En un editor gráfico

puede visualizarse a partir del fichero de extensión .pl4 los resultados obtenidos de esta manera.[16]

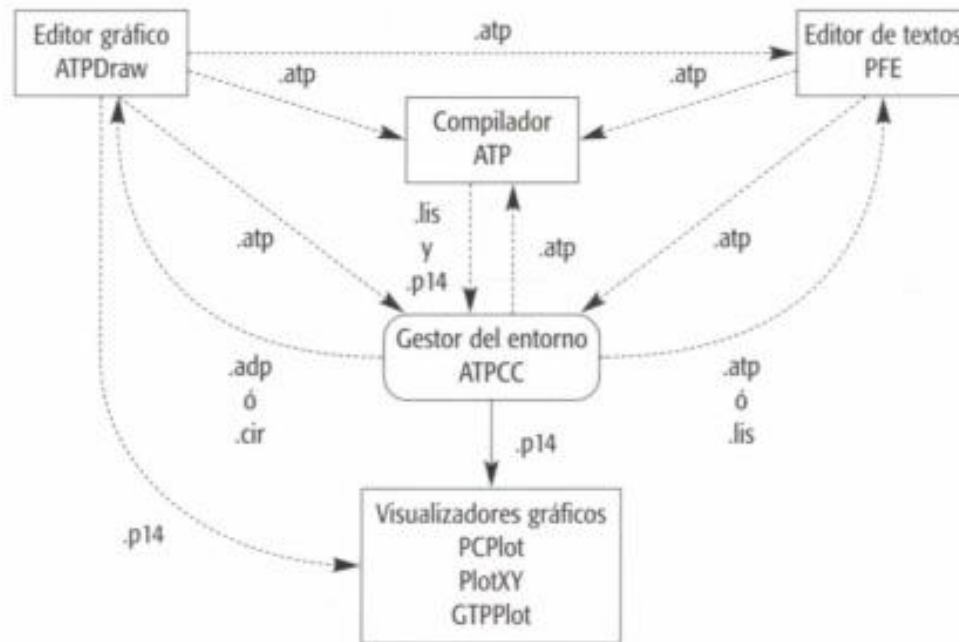


Figura 2-17. Interacción entre los programas de ATP-EMTP

ATP-ATPDRAW posee diferentes componentes, especificaciones y aplicaciones, útiles para la construcción de los modelos, presentados a continuación:

▲ Componentes

El programa cuenta con los siguientes componentes

- Ramas lineales RLC acopladas y desacopladas.
- Líneas de transmisión y cables con parámetros distribuidos, parámetros distribuidos variables con la frecuencia.
- Resistencias, inductancias no lineales.
- Componentes con no linealidades (transformadores con saturación e histéresis, descargadores de sobretensión).
- Interruptores sencillos, dependientes del tiempo y la tensión, interruptores estadísticos.
- Diodos, tiristores, triacs.
- Fuentes AC, impulso, rampa, exponenciales, definidas por el usuario.
- Máquinas de inducción y máquinas síncronas.
- Componentes definidos por el usuario mediante MODELS

▲ **Número de elementos**

ATP soporta gran cantidad de elementos generalmente suficientes para cualquier tipo de red:

• Buses	6000
• Ramas	10000
• Interruptores	1200
• Fuentes	900
• Elementos no lineales	2250
• Maquinas síncronas	90

▲ **Aplicaciones**

- Estudios de sobretensiones por rayos
- Transitorios de maniobra y fallas
- Estudios de sobretensiones estadísticos y determinísticos
- Transitorios de alta frecuencia en GIS
- Modelado de maquinas
- Estabilidad transitorias, arranques de motores
- Oscilaciones torsionales
- Maniobras de transformadores, reactores y bancos de compensación
- Arco eléctrico en interruptores.
- Dispositivos FACTS, STATCOM.SVC,UPFC,TCSC
- Análisis armónico y resonancia de red
- Pruebas de relés de protección

2.2.3. Descripción básica de ATP-ATPDRAW

A continuación se muestra brevemente los aspectos básicos de ATPDraw:

❖ Menú File

Contiene las opciones generales para crear, abrir o guardar archivos, también se cuenta con la opción Import que extrae de un archivo seleccionado en contenido al área de trabajo del archivo actual. La opción Save Metafile se usa para guardar la gráfica del modelo como Metafile (figura 2-18).

❖ **Menú Edit**

Contiene las opciones generales de deshacer, rehacer, cortar, copiar y pegar elementos del área de trabajo, duplicar, eliminar y seleccionar la cual permite filtrar lo que se quiere seleccionar, además contiene la opción edit text que permite modificar comentarios realizados en el modelo.

Cualquier elemento puede ser rotado con las opciones Rotate R ó L y también puede copiarse en forma simétrica. Incluye también la opción copy graphics con la cual se puede copiar la ventana de trabajo como imagen para efectos de documentación.

Compress puede crear grupos, esta opción tiene asociado los comandos Extraer, editar grupo y editar circuito y la opción Comentario se usa para describir la simulación (figura 2-18).

❖ **Menú ATP**

Contiene las opciones de configuración del programa que permite establecer el tipo de simulación y ajustar parámetros, además contiene la opción run ATP la cual ejecuta la simulación y la opción run plot encargada de abrir el graficador y carga el archivo de resultado de la simulación actual.

También contiene las opciones: Sub-procesos, genera el archivo ATP y asigna los nombres a los nodos; Output manager, activa el administrador de variables de salida en el cual se puede ver que está configurado para la visualización y por último la opción edit ATP que permite ver y editar el archivo plano .atp y la opción view lis file que permite ver el reporte de la simulación (figura 2-18).

❖ **Menú de Componentes**

Este menú lo podemos visualizar al dar clic derecho en la hoja de trabajo, en la figura 2-19 muestra la ventana desplegada al dar clic la cual muestra las siguientes opciones:

- ✓ Elementos de medida y conexiones para circuitos trifásicos
- ✓ Elementos lineales
- ✓ Elementos no lineales
- ✓ Líneas y cables
- ✓ Interruptores
- ✓ Fuentes
- ✓ Maquinas eléctricas
- ✓ Transformadores
- ✓ MODEL, opciones para uso del lenguaje
- ✓ TACS elementos para control y análisis
- ✓ Especificaciones del usuario
- ✓ Componentes para el análisis en frecuencia
- ✓ Todos los componentes estándar

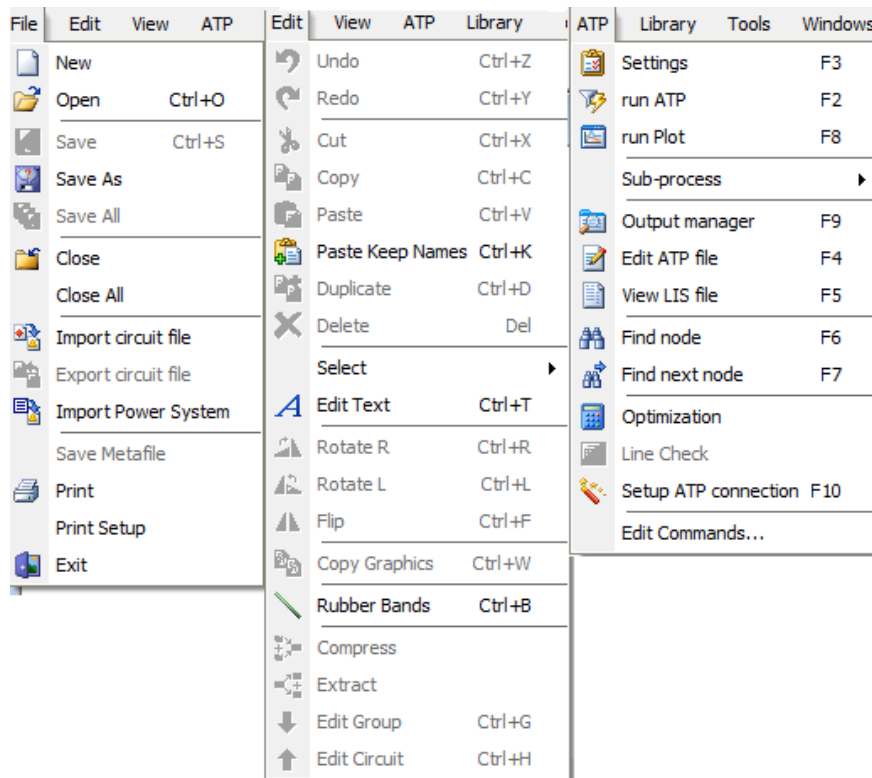


Figura 2-18. Menú File, Edit y ATP

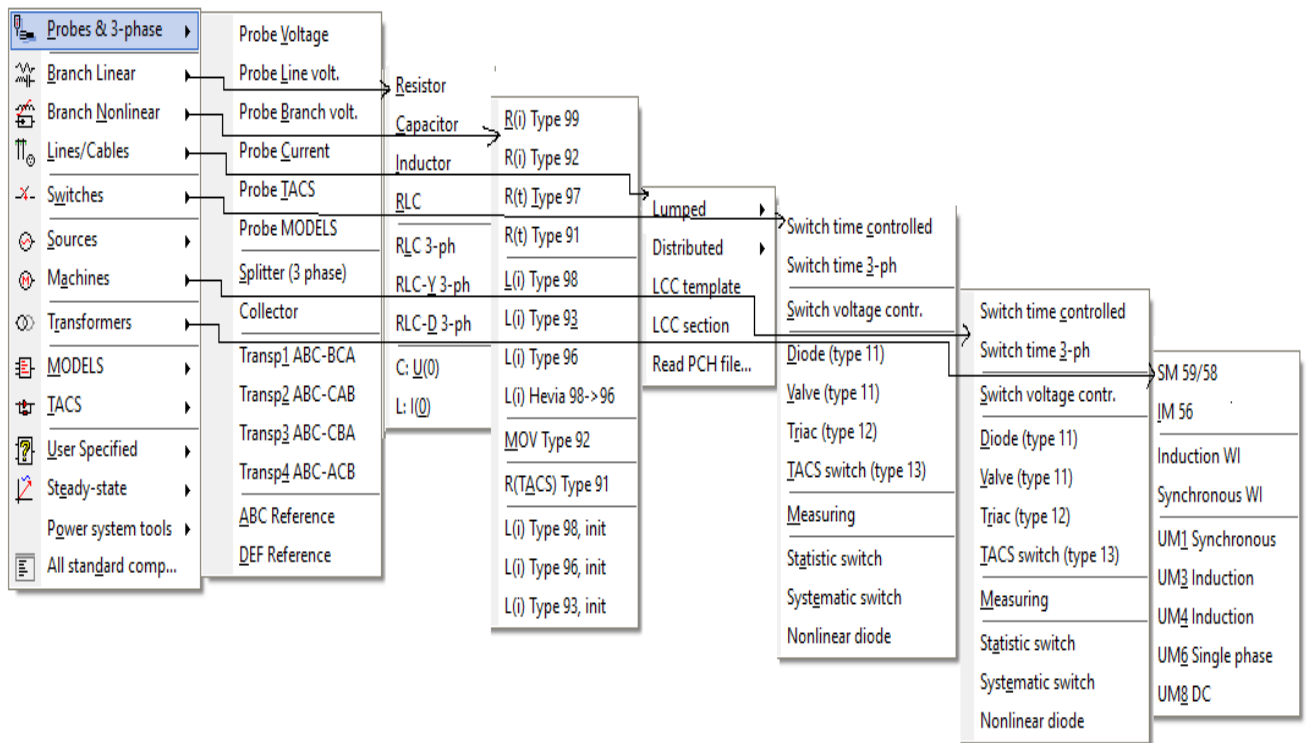


Figura 2-19. Menú de Componentes

A continuación se muestra más detalladamente cada uno de los elementos del menú de componentes: [15]

Probes & 3-phase (medidores) nos da acceso a:

- Puntas de prueba para la tensión del nodo, la tensión de la rama, la corriente, TACS, y los MODELOS.
- Colector (acoplador entre n-phase and single phase)
- La referencia de ABC/DEF se opone para especificar el nodo principal para la secuencia de fase. El nodo conectado con tal objeto tendrá el ABC o DEF de la secuencia de fase. Una combinación de los dos objetos es posible para 6 circuitos de la fase.

Branches (ramas) se dividen en dos:

- Branches linear: 1 fase y 3 fases componentes no acoplados.
- Branch nonlinear: 1 fase R y L componentes no lineales.

Lines/Cables contiene todos los tipos de línea/cable modelos registrados en ATPDraw.

- Lumped. PI-equivalentes (tipo 1,2...) y RL componentes acoplados (tipo 51,52...)
- Distributed. Componentes distribuidos con frecuencia constante.
- LCC el usuario puede elegir entre 1-21 modelos de fase de líneas/cables.
- Read PCH file. Este es un módulo en ATPDraw que puede leer archivos de líneas constantes.

Switches (interruptores) contiene todos los tipos de interruptores.

- Tiempo y tensión controlados.
- Diodos, tiristor, triac.
- Simples TACS interruptor controlado.
- Interruptores de medida.
- Interruptores estadísticos y sistemáticos.

Sources (fuentes) contiene todas las clases de fuentes:

- Fuentes de DC y AC (3 fases AC). Conectadas a tierra y sin conectar.
- Fuentes de rampa.
- Fuentes de incremento.
- TACS fuentes controladas.

Machines (máquinas) contiene:

- Máquina síncrona tipo 59
- Máquinas universales (tipo 1,3,4,6, y 8)
- Máquinas de inducción tipo 56 48
- Máquina universal Windsyn.

Transformers (transformadores) contiene:

- Transformador ideal de una fase.
- Transformador saturable de una fase.
- Transformador saturable de tres fases.
- Modelo Híbrido

3. METODOLOGÍA

El propósito de este trabajo es validar el impacto que presentaría para el sistema de CODENSA SA ESP, el cambio de conexión de puesta a tierra del neutro de los transformadores de potencia, al pasar de sólidamente puesto a tierra a un sistema puesto a tierra con una impedancia, basados en las simulaciones, modelos y estudios entregados por la Universidad Nacional de Colombia al realizar el estudio de Gestión del Neutro. Para llevar a cabo este proceso se implementaron las herramientas y métodos de análisis que se presentan a continuación.

3.1. Definición de la metodología para la construcción del modelo.

Para realizar el estudio de gestión del neutro, se eligió una subestación piloto (inicialmente fueron elegidas dos subestaciones piloto, pero la segunda al entrar en proceso de modernización no se tomó en cuenta para el estudio), para ser simulada, basada en el poco impacto que causaría comparada con todo el sistema manejado por CODENSA SA ESP, al momento de realizarse el piloto con pruebas reales.

La construcción del modelo de dicha subestación se realizó en el programa ATP, al considerarse el mejor programa en análisis de fenómenos transitorios, tema relevante para este estudio.

El modelo de la subestación contiene:

- ✓ Modelos de líneas de Alta Tensión
- ✓ Transformadores de potencia
- ✓ Descargadores de sobretensión
- ✓ Circuitos de Media Tensión
- ✓ Transformadores de distribución
- ✓ Equipos de protección

Para muchos de estos elementos se fue necesario realizar una aproximación debido a que no representaba un impacto mayor y por motivos de simplicidad.

Para la realización de dicho modelo fue necesaria una recolección minuciosa para ser entregada a la Universidad Nacional, para lo cual se proporcionó: niveles de corto en las barras de 115 kV, longitudes, calibres, tipo de ubicación, tipo y dimensiones de las estructuras de las líneas de Alta tensión; datos de placa y pruebas de fabricante de los transformadores; topología, longitudes y calibres de los circuitos de media tensión, además de todo lo referente con equipos de protección, ajustes y datos generales de los relés de las subestaciones, marca, tipo y parámetros de protección de los reconectadores y seccionalizadores de los circuitos de Media Tensión.

3.2. Definición de la metodología para los estudios de sobretensiones y protecciones.

Mediante el modelo y a través del programa, se deben evaluar las redes eléctricas de media tensión con distinta tipología, basándose en las características del sistema de distribución de CODENSA y sus diferentes zonas de cobertura, para comprobar cómo evoluciona la tensión, sin perder de vista en ningún momento cómo se ve afectada la intensidad cuando se produce un cortocircuito con las características antes comentada.

Para comprobar dicha evolución es necesaria la realización de un estudio de sobretensiones en el cual se analicen por medio de simulaciones de la red y eventos en el software ATP las sobretensiones que se presentarían en la red de CODENSA S.A ESP, al ocurrir eventos de cortocircuito, tipo rayo o de maniobra, en las condiciones actuales y si se incluye una impedancia entre el neutro del transformador de potencia AT/MT y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

El estudio se basa en elegir un circuito de la subestación piloto, el cual considere las diferentes zonas de cobertura del sistema de distribución (urbana, semiurbana y rural), la topología de los circuitos (mayoría de conductor aéreo o subterráneo) y transformadores de distribución típicos en los cuales se pueda verificar el impacto del fenómeno de ferresonancia.

Para el estudio de protecciones se presentan las características más relevantes de los relés de protección existentes en las subestaciones piloto, que por su ubicación o función, pueden incidir o verse afectados con motivo de las modificaciones resultantes en la forma de conectar a tierra los neutros de Media tensión de los transformadores 115 kV / 11,4 kV de estas subestaciones. Específicamente se trata las protecciones de los transformadores 115 kV / 11,4 kV, de los circuitos de distribución de 11,4 kV y de los acopladores de barras de 11,4 kV.

4. ANÁLISIS Y DESARROLLO

4.1. CASO DE ESTUDIO

La red que estudiaremos, representada en la figura 1 de los anexos., será de 11.4 kV; alimentada a través de tres transformadores con conexión YNyn0, cada uno alimenta un barraje compuesto por 11 circuitos en promedio por el lado de baja, y por el lado de alta conecta con la red de 115 kV. Tendrá forma radial y de ella saldrán un distinto número de ramales aéreos y subterráneos. Normalmente una subestación con tres transformadores de potencia, en condiciones normales de funcionamiento, cada transformador alimenta un conjunto de líneas distintas, por lo que no trabajan en paralelo y será obviado en el análisis. Además, aunque en redes de distribución a zonas urbanas la construcción sea mallada, su explotación es radial, así que también lo obviaremos.

Para realizar el adecuado análisis y estudio del proyecto Gestión del Neutro, basado en el cambio de sistema de puesta a tierra, se cuenta con la información suministrada por CODENSA S.A ESP de la subestación piloto, la cual se encuentra en la categoría de ALTA/MEDIA tensión.

- **Subestación 1:** Su alimentación de energía proviene 3 subestaciones, por lo que se modelara 3 líneas de transmisión, además cuenta con 33 circuitos alimentados a tensiones de 11,4 kV. Cuenta con 34 circuitos alimentados a 11,4kV. Para el proceso de transformación de 115/11,4kV cuenta con un transformador ABB de 30MVA y dos transformadores SIEMENS, cada uno de 40MVA.
- **Líneas de transmisión:** Las líneas de transmisión que llegan a la subestación piloto son aéreas con un nivel de tensión de 115 kV, en su mayoría doble circuito.
- **Circuitos de media tensión:** Se tiene 34 circuitos conformados por líneas aéreas y subterráneas.
- **Transformadores de distribución:** Se tienen transformadores entre los 30 y 150 KVA.

Los descargadores de sobretensión son seleccionados de un catálogo y la característica de saturación del transformador es extraída de los reportes de prueba de un transformador con condiciones similares al de la red. En los Anexos se encuentran más detalladamente las características de los elementos seleccionados para ejecutar cada una de las simulaciones.

Para la representación y simulación de las maniobras objeto de estudio se utiliza el programa digital ATP y su interfaz gráfica ATPDraw en su versión 6.

4.2. CONSTRUCCION DEL MODELO

El modelo del sistema eléctrico inicia desde las fuentes de alimentación de la subestación piloto. Así el equivalente Thevenin obtenido representara de manera cercana los valores de flujo de corriente en cortocircuito para las subestaciones. Como base para el cálculo del estudio de cortocircuito se toma el escenario que corresponde al caso de demanda máxima. Se realiza el cálculo de la corriente de cortocircuito en las barras de alta tensión de las subestaciones con el fin de obtener un modelo apropiado desde el punto de vista de capacidad de potencia de cortocircuito.

Para el caso del modelo de media tensión las redes fueron cargadas al 30 % de su capacidad. La cargabilidad de las redes se controló por medio de la impedancia de carga de los transformadores de distribución locales. Estos transformadores fueron distribuidos por la red dada las configuraciones y simplificaciones de cada circuito.

La red de circuitos de cada subestación, se encuentra separada de acuerdo con su topología de operación, la cual es controlada por medio de interruptores de potencia que permiten ingresar o salir un transformador de potencia para alimentar determinados circuitos. Las topologías de operación para este modelo fueron tenidas en cuenta con el fin de observar los comportamientos de red.

4.2.1. Modelo de líneas de alta tensión

Para la construcción de las líneas de alta tensión fueron simuladas con el modelo LCC del ATP con base en las configuraciones geométricas reales con información recibida de CODENSA S.A ESP.

A pesar de que el ATP posee gran variedad de modelos para representar las líneas de transmisión aéreas, no todos cumplen a cabalidad los requerimientos para un estudio de fenómenos transitorios. Como ya sabemos uno de los fenómenos presentes en las líneas de transmisión es el fenómeno de onda viajera, el cual ocasiona la refracción de estas ondas generando las sobretensiones. El modelo de la onda viajera es uno de los más implementados para la modelación de transitorios, el cual se puede representar con el modelo Bergeron, uno de los modelos contenidos en el ATP basado en las ecuaciones para la onda viajera, el cual resulta útil para la implementación de estudios de maniobras en sistemas de potencia.

El modelo Bergeron se puede seleccionar en el modelo LCC template como se muestra en la figura 4-1, en donde se ilustra la configuración para el modelo de línea. Se pueden elegir opciones como considerar si es línea transpuesta, efecto skin, etc. Debe conocerse la resistividad del terreno o de lo contrario se deben usar valores típicos. El parámetro Freq init corresponde a la frecuencia nominal de la red.

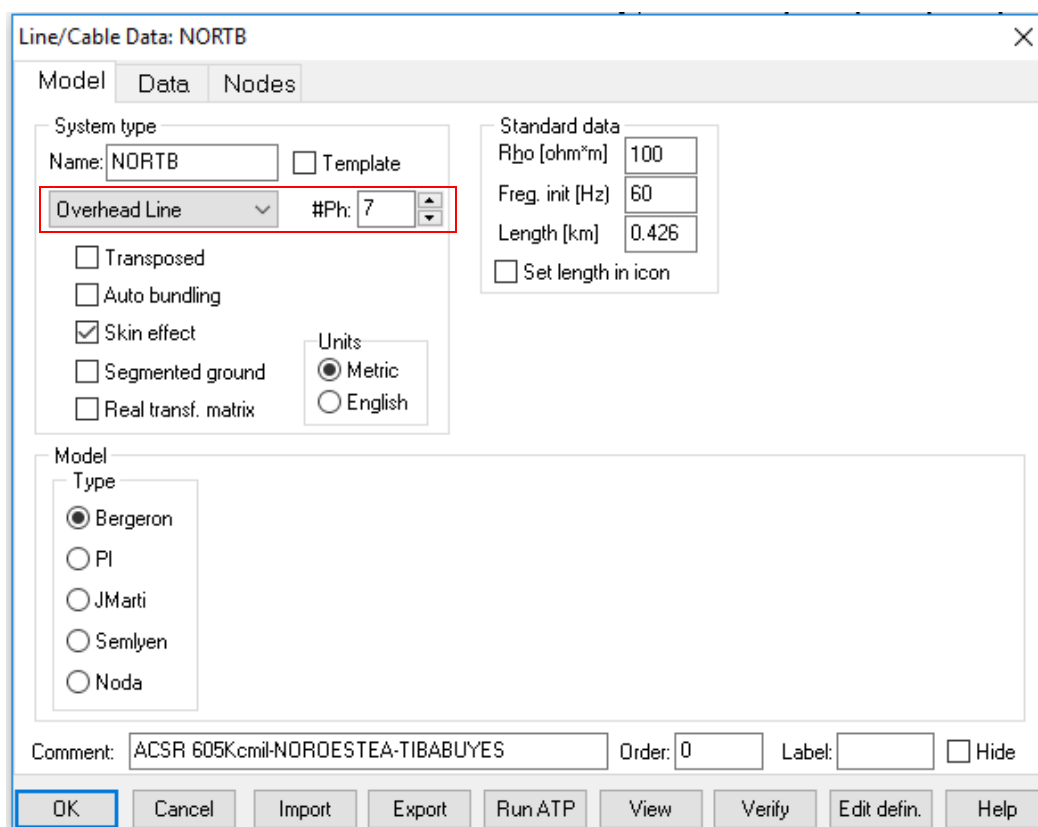


Figura 4-1. Ventana principal del componente LCC

Para este caso como se puede observar, se seleccionó el modelo Bergeron, con una resistividad de 100 ohm*m, una frecuencia de 60 Hz, además se consideró el efecto pelicular, con el fin de simular el circuito con la mayor exactitud. Para definir en ATP la característica de las líneas aéreas, se utilizó la opción del modelo LCC, “Overhead Line” y para el doble circuito, tan solo se definió el número de fases incluyendo en cable de guarda.

En la figura 4-2, se observa los datos a ingresar para especificar los radios del cable utilizado, la posición horizontal del cable, altura promedio del cable en la torre, etc. También se consideró la inclusión de las características de los conductores de la línea (Fases y conductores de guarda), altura de los conductores, resistencia de puesta a tierra de las torres de transmisión.

La figura 4-3, muestra la distribución espacial de cada una de las fases y de los cables de guarda considerada para el modelado de las líneas de alta tensión, La altura del suelo al primer conductor es de 18 m.

Line/Cable Data: FLTB

Model Data Nodes

	Ph.no.	Rin	Rout	Resis	Horiz	Vtower	Vmid
#		[cm]	[cm]	[ohm/km DC]	[m]	[m]	[m]
1	1	0	1.17	0.0531	-4	25	25
2	2	0	1.17	0.0531	-4	21.5	21.5
3	3	0	1.17	0.0531	-4	18	18
4	4	0	1.17	0.0531	4	25	25
5	5	0	1.17	0.0531	4	21.5	21.5
6	6	0	1.17	0.0531	4	18	18
7	7	0	1.17	0.0531	0	29	29

Add row Delete last row Insert row copy Move

Figura 4-2. Ingreso de datos de línea aérea

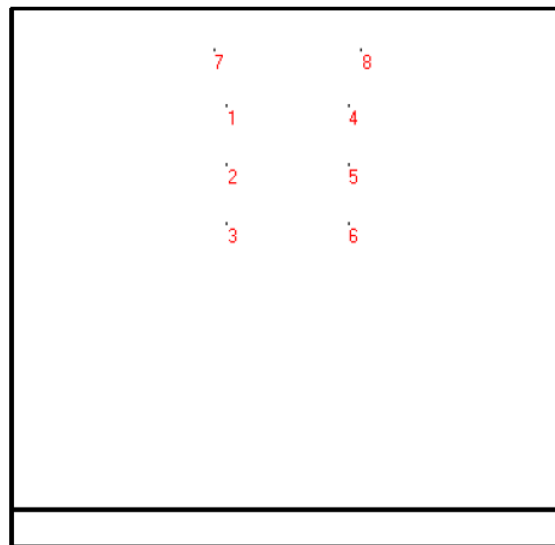


Figura 4-3. Distribución espacial de las líneas de alta tensión

Después de creadas las tres líneas de transmisión que llegan a la subestación, con sus respectivas características constructivas, se forman los equivalentes de Thevenin como se muestra en la figura 4-4, donde se puede ver una fuente de tensión de referencia AC93PH, en la cual se especifica el valor pico de tensión y frecuencia del sistema, un transformador saturable con que se pretende conectar a tierra la fuente de manera correcta y un circuito RL

que refleja los parámetros de las líneas obtenidos con ayuda Digsilent manejado por CODENSA S.A ESP,

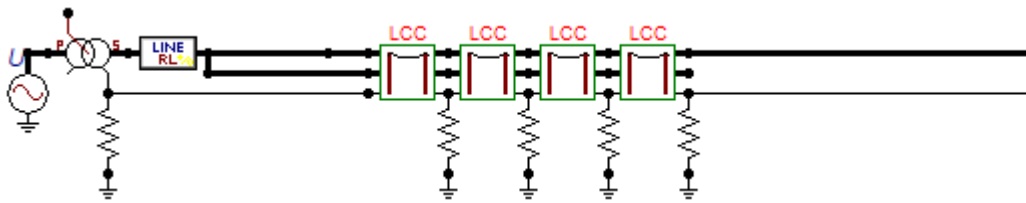


Figura 4-4. Diagrama del equivalente de las líneas de transmisión

4.2.2. Modelo de transformador de potencia

- Para el modelo del transformador de potencia se utilizó el modelo HIBRIDO de ATPDraw (figura 4-5), debido a que este se basa en tres fuentes de datos:
 - ❖ Diseño (especificar parámetros de la geometría y el material del núcleo y devanados).
 - ❖ Informe de la prueba (similar al modelo BCTRAN excepto para el modelo básico).
 - ❖ Típica (valores típicos basados en la tensión y la potencia).

Para este estudio se evidenció la importancia de tener en cuenta los parámetros constructivos del transformador, por lo cual se eligió trabajar con la parte de diseño, la cual tiene en cuenta las especificaciones del núcleo y los devanados del transformador.

El modelo HIBRIDO está formado por cuatro partes (figura 4-6):

- La inductancia que representa las pérdidas.
- La resistencia que representa la resistencia de los devanados.
- Las capacidades en paralelo.
- El núcleo: con unas magnetizaciones individuales y pérdidas en las columnas y culatas.

Con los cuales podremos anexar al software las capacidades que tiene el transformador entre las espiras del devanado, entre bobinas y entre las piezas del transformador conectadas a tierra, con lo cual se considera los efectos de las sobretensiones al momento de subir la frecuencia, puesto que es necesario ocasionaría dar lugar a reactancias tan pequeñas que por ellas circulen corrientes considerables, lo que podría ocasionar daños en quipos, etc.

Este modelo es capaz de dar respuesta tanto en el régimen permanente como en el régimen transitorio, de esta forma representa con gran exactitud los efectos del circuito eléctrico y del

circuito magnético. Para dar esta precisión el modelo ha de seguir las siguientes condiciones: [2]

Los acoplamientos núcleo-devanados y las inductancias de dispersión han de estar representadas mediante la utilización de la matriz [A] dentro del ATP.

- Representar el núcleo de una forma de una manera tipológicamente correcta a su no linealidad.
- Considerar los efectos de la frecuencia sobre la resistencia de los devanados.
- Incluir los efectos capacitivos entre los bobinados, sobre todo cuando se encuentran a una tensión muy elevada

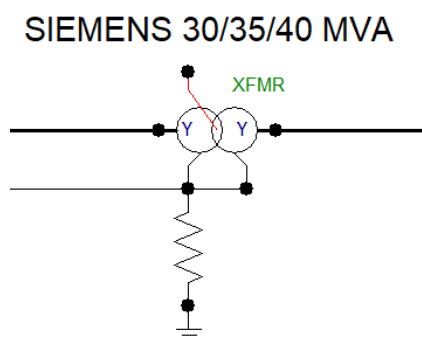


Figura 4-5. Representación del modelo HYBRID utilizado en la construcción de la subestación en ATPDraw

Hybrid transformer :

Structure

Number of phases: 3

Number of windings: 2

Type of core: 3-leg stacked

Test frequency [Hz]: 60

Data based on: Ind. Res. Cap. Core

Design param. ☒ Ind. ☒ Res. ☒ Cap. ☒ Core

Test report: ☐ Ind. ☐ Res. ☐ Cap. ☐ Core

Typical values: ☐ Ind. ☐ Res. ☐ Cap. ☐ Core

Data

Inductance Resistance Capacitance Core

Type of winding: Cylindrical

Data	a [m]	b [m]	h [m]
Winding 1	0.022	0.0418	1.94
Winding 2	0.0352	0.0605	1.86

☐ Estimate a_1?

View winding

Ratings & connections

	Prim.	Sec.
L-L voltage [kV]	115	11.4
Power [MVA]	40	40
Connections	Y	Y
Phase shifts	0	0
Node names	R_I	X1006

Winding sequence: core-inner-outer ☒ S ☒ P

☐ Ext. neutral connections

☐ Hide core nodes

Order: 0 Label: Comment: ☐ Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 4-6. Componentes del modelo HYBRID

Tal y como se muestra en la figura 4-7, ATP también permite modificar el tipo de núcleo, además del número de devanados sobre cada columna del transformador, la frecuencia de la

red y la forma en que queremos obtener los datos. También permite ver la configuración del núcleo (figura 4-8) al seleccionar “View Core” y configurar de forma avanzada el núcleo del transformador, el cual para este estudio no se tendrá en cuenta.

Hybrid transformer :

Structure

Number of phases: 3
 Number of windings: 2
 Type of core: 3-leg stacked
 Test frequency [Hz]: 60

Ratings & connections

	Prim.	Sec.
L-L voltage [kV]	115	11.4
Power [MVA]	40	40
Connections	Y	Y
Phase shifts	0	0
Node names	R_I	X1006

Data

Inductance Resistance Capacitance **Core**

Core dim. Area [m²] Length [m]
 Leg 0.272371 2.08

Material: M2 #Wind. 1 turns 67
 Dens= 7650 [kg/m³]
 a= 6
 b= 0.5
 d= 0.274
 e= 0.00125

$H = \frac{a \cdot B}{1 \cdot b \cdot |B|}$ [A/m]
 $P = (f/50)^{1.5} \cdot (d \cdot B^2 + e \cdot B^{10})$ [W/kg]

Relative dimensions

Ratios ref. leg	Area	Length
Yoke	0.272371	3.7

Order: 0 Label: Comment: ☐ Hide

OK Cancel Import Export Edit defin. Help

Figura 4-7. Ventana para modificar las opciones del Transformador Híbrido.

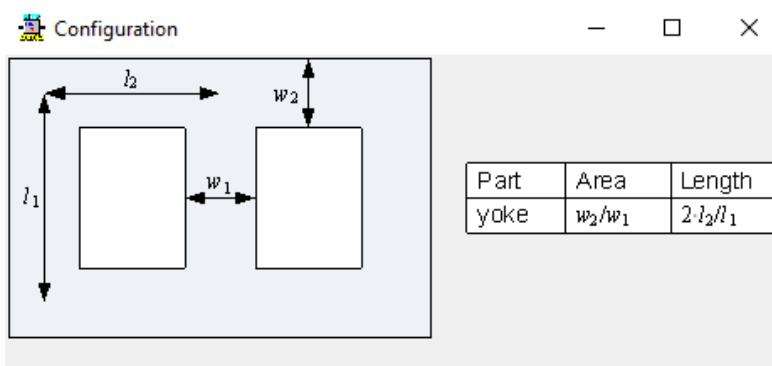


Figura 4-8. Configuración del núcleo del transformador híbrido

El nuevo modelo de transformador híbrido se construyó para baja y mediana frecuencia de simulaciones transitorias con datos de placa y datos de fabricantes, los cuales por clausulas no pueden ser mostrado.

El modelo desarrollado uso los métodos duales, los efectos capacitivos y la dependencia de la frecuencia de la resistencia, estas aplicaciones están dirigidas a las frecuencias medianas y bajas, como en excitación inrush, interruptores transitorios y ferroresonancia.

4.2.3. Modelos de circuitos

➤ Modelo de líneas aéreas

Para la construcción de los circuitos de media tensión con ubicación aérea, se utilizó el modelo LCC al igual que en las líneas de alta tensión, pero teniendo en cuenta otras consideraciones, como son:

- ♦ Se utilizó el modelo PI, en vez del modelo Bergeron, puesto que al no necesitarse un análisis tan detallado de los circuitos de media tensión a frecuencias altas, este modelo es adecuado pues aplica para modelos de líneas cortas, donde se simulan fenómenos estacionarios a frecuencia de la red.
- ♦ Los circuitos según el caso de estudio, van por postes tipo tangencial, por lo tanto la configuración de los conductores cambia.

➤ Modelo de líneas subterráneas

Para las líneas subterráneas se subterráneas, se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- ♦ El tipo de conductor para las líneas subterráneas es aislado de acuerdo a la tensión de operación y conformado por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Estos cables están directamente enterrados o instalados en bancos de ductos (dentro de las excavaciones), con cajas de inspección en intervalos regulares, para lo cual y con el fin de describir totalmente este tipo de línea, se eligió la opción “Single Core Cable”(figura 4-9), la cual permite ingresar tanto para el conductor como para su recubrimiento aislante, el radio interior y exterior de la tubería en el medidor, radio exterior del aislamiento externo (radio total) en el medidor, resistividad del conductor, etc.(figura 4-10)
- ♦ Otro punto importante al elegir la opción “Single Core Cable” es que al momento de asociar los nodos ATP requiere una secuencia especial para el numerado de los elementos de un cable: primero los núcleos, luego las vainas y por último las armadura. Con lo cual: + los conductores 1, 2 y 3 son los núcleos. + los conductores 4, 5 y 6 son las pantallas. Este arreglo nos está diciendo que en el nodo 1 tenemos las fases, y en el nodo 2 tenemos las pantallas, como se muestra en la figura 4-11 y figura 4-12.

Line/Cable Data: TB15_PO2_SUB

Model Data Nodes

System type
 Name: TB15_PO2_SUB ☐ Template
 Single Core Cable #Ph: 6
 Number of cables: 3

Cables in
☐ Air
☐ Surface
☒ Ground

☒ Cable Constants
☒ Matrix output

Standard data
 Rho [ohm*m] 100
 Freq. init [Hz] 60
 Length [m] 773
☐ Set length in icon

Model
 Type
☐ Bergeron
☒ PI
☐ JMarti
☐ Semlyen

Data
☒ Homogenous
☐ Cross bonded
 1 Num sections

Comment: CUSUB300.alc Order: 0 Label: ☐ Hide

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura 4-9. Ventana para configurar del cable LCC

Line/Cable Data: TB15_PO2_SUB

Model Data Nodes

Cable number: 1 Paste Copy Delete ↑ Move ↓ # cables: 3

	CORE	SHEATH
Rin [m]	0	0.0122
Rout [m]	0.00725	0.0132
Rho [ohm*m]	1.72E-8	1.72E-8
mu	1	1
mu (ins)	1	1
eps (ins)	2.4	4

Total radius
 BS [m] 0.015

Core
☒ On ☐ Ground

Sheath
☒ On ☐ Ground

Aarmor
☐ On ☐ Ground

Position
 Vertical [m]
 1.255
 Horizontal [m]
 0.04

OK Cancel Import Export Run ATP View Verify Edit defin. Help

Figura 4-10. Ventana para configurar la línea LCC, pestaña "Data"

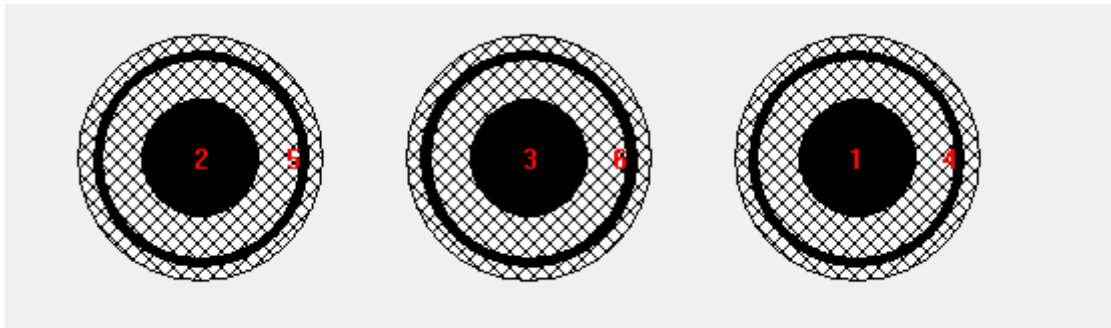


Figura 4-11. Modelado de una línea subterránea en ATP

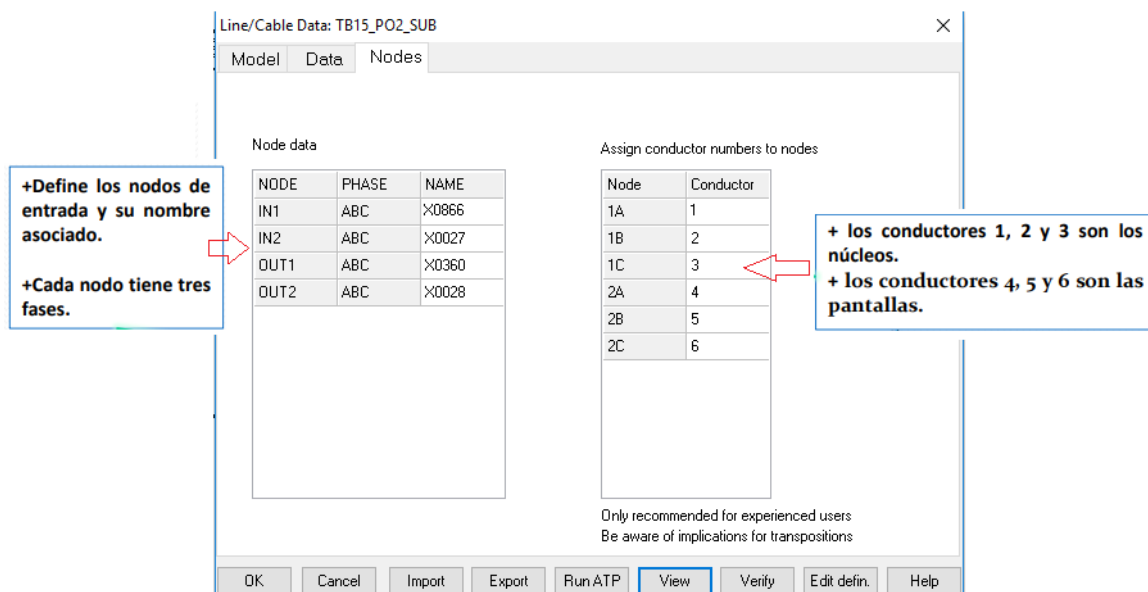


Figura 4-12. Secuencia especial para el numerado de los elementos de un cable

4.2.4. OTROS MODELOS

➤ Modelo de transformadores de distribución

Para los transformadores de distribución se eligió que fueran modelado por medio de tres resistencias no conectadas a tierra cuya magnitud está en función de la potencia del transformador, suponiendo una carga permanente del 30% de la carga nominal y para la capacitancia a tierra entre devanados y tierra (carcasa,o tanque), se modelo como tres condensadores conectados a tierra , esta última se estimó con base en la información entregada por CODENSA S.S ESP y mediciones de laboratorio realizadas por la Universidad Nacional, el modelo de los transformadores de distribución se muestra en las figuras 4-13 y 4-14.

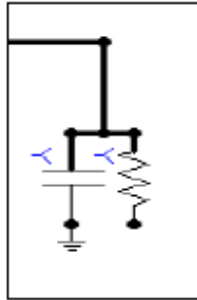


Figura 4-13. Modelo del transformador de distribución.

Component: RLCY3

Attributes

DATA	UNIT	VALUE
R_1	Ohm	1479
L_1	Ohm	0
C_1	μ F	0
R_2	Ohm	1479
L_2	Ohm	0
C_2	μ F	0
R_3	Ohm	1479
L_3	Ohm	0

NODE	PHASE	NAME
IN	ABC	X0855
OUT	1	X0364

Copy Paste Reset Order: 0 Label:

Comment:

Output

0 - No

☐ Hide

☐ \$Vintage,1

Edit definitions OK Cancel Help

Figura 4-14. Ventana de configuración para el circuito RC.

Los transformadores fueron modelados al inicio, mitad y final de los circuitos.

➤ Modelo de descargadores

El modelo usado para los descargadores es el modelo Pinceti. Este modelo es el más utilizado por la facilidad de obtención de curvas según tablas de los valores de A0 y A1 propias del desarrollo y caracterización de los descargadores. [4]. A continuación, en la Figura 8 se muestra el modelo utilizado en ATPDraw.

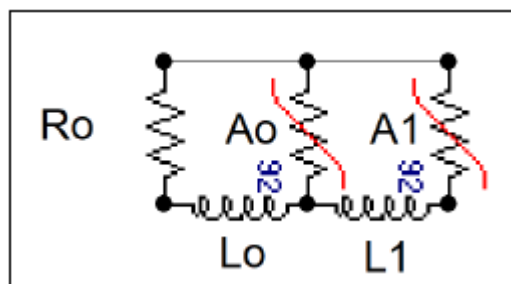


Figura 4-15. Modelo de descargadores en ATP

En las figuras 2, 3, 4 de los anexos se muestra el modelo detallado en ATPDraw de la subestación piloto, en donde se muestra lado de Alta Tensión, transformación y Circuitos de Media Tensión.

4.3. ESTUDIO DE SOBRETENSIONES

El estudio de sobretensiones fue realizado por la Universidad Nacional de Colombia, por lo cual se anexaran solo casos de estudio, y algunos ejemplos de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas con el modelo.

4.3.1. Sobretensiones por descargas atmosféricas

Para el estudio de sobretensiones se escogieron como caso base dos circuitos típicos, los cuales se conforman principalmente por una mayor longitud de conductor aéreo o subterráneo en el alimentador principal y que además se encuentran ubicados alrededor de la zona urbana.

Para encontrar las tensiones debidas a eventos de cortocircuito se empleó el programa Digsilent. Seleccionando 3 puntos de estudio (inicio, mitad y final de la línea), en cada uno de los circuitos seleccionados. En dichos puntos se evaluaron las tensiones que se presentaban al ocurrir una falla monofásica, las tensiones en un punto cercano y en el barraje de la subestación.

Los eventos de falla se calcularon considerando que la resistencia de puesta a tierra de las resistencias de falla y la impedancia del neutro del transformador de potencia de 11,4 kV, se tomaron los valores de la Tabla 4-1, atendiendo a la solicitud de que la corriente de falla a tierra fuera igual o superior a la corriente de línea de operación normal de los circuitos, que implica una impedancia de 0 a 14 Ω .

Resistencia de falla (Ω)	0, 1, 10, 20, 40
impedancia de puesta a tierra del neutro (Ω)	0, 1, 4, 6, 8, 10, 12, 14

Tabla 4-1. Resistencia de falla e impedancia de neutro

Los valores de las resistencias de falla a tierra se calcularon considerando que, en la zona urbana, los transformadores de distribución alimentan un conjunto de viviendas continuas, las cuales tienen un estrato socioeconómico entre 2 y 3 en las subestaciones estudiadas. Un transformador típico de 75 kVA, con una carga de servicios comunes por usuario de 3 kVA, estaría destinado a alimentar por lo menos 20 viviendas. Se estima que cada una de las viviendas cuenta con una puesta a tierra de 25 Ω y que el transformador tiene una de 10 Ω , todos en paralelo para frecuencia industrial, siendo estos los máximos valores de resistencia

de puesta a tierra sugeridos por el RETIE para cada caso. De presentarse una falla a tierra la resistencia equivalente sería cercana a 1Ω

Las distancias seleccionadas, para cada caso de estudio se muestran en la Tabla 4-2, estas distancias, son tomadas desde la salida de la subestación.

Circuito	Inicio		Mitad		Final	
	120m antes del punto de falla (m)	Punto de falla (m)	120m antes del punto de falla (m)	Punto de falla (m)	120m antes del punto de falla (m)	Punto de falla (m)
subterráneo	441	561	1.103	1.223	2.325	2.445
aéreo	441	561	2.325	2445	4.300	4.420

Tabla 4-2. Distancias seleccionadas para el estudio de sobretensiones debidas a eventos de cortocircuito.

4.3.2. Ferroresonancia

Para este estudio se establecieron un conjunto de escenarios a trabajar presentando diferentes casos de cierre que podrían presentarse a la hora de una maniobra pues sería uno de las situaciones donde más se vería afectada por ferroresonancia; los siguientes son los casos de cierre simulados con un tiempo de 400 ms:

1. Solo una fase 1ms
2. Dos fases: una fase a 1ms, segunda fase a 100 ms
3. Tres fases: una fase a 1ms, segunda fase a 100 ms, tercera fase a 20 ms.

En donde para cada uno de estos casos se consideró:

- **Caso base**, el cual analiza el sistema con su comportamiento actual con conexión del neutro sólidamente puesto a tierra con una variación de resistencia en un rango entre 5,5 y 20,5 Ω en pasos de 5
- **Caso 1**, se toma el caso base pero para esta situación no se varia la resistencia de carga, sino que se varia las frecuencias de operación en un rango de 20 a 300 Hz en pasos de 20 Hz, al igual que variar la frecuencia con el transformador en vacío.
- **Caso 2**, se tomó el primer medio de puesta a tierra: resistencia de puesta a tierra variable eligiendo valorares entre 4 y 12 Ω en pasos de 2 Ω , con transformador con carga y en vacío.

- **Caso 3**, se tomó el medio de puesta a tierra conexión a través de una reactancia inductiva variable con los mismos valores de impedancia que el caso pasado, con el transformador con carga y en vacío.

4.4. ESTUDIO DE PROTECCIONES

En el estudio de protecciones se realizó un amplio análisis de corrientes de falla para las cuales se entregó a la universidad nacional las oscilografías del historial de los relés de cada circuito, incluyendo tanto arranques, como fallas como mínimo del año anterior, además de entregar todas las fallas con apertura exitosa del todo el histórico, con el fin de realizar un estadístico de tipos de falla por circuito para concluir el porcentaje de beneficio del proyecto y a su vez determinar el impacto en los seccionadores al momento de implementarse la automatización en la red.

En la Tabla 3 de los anexos se muestra un historial de fallas sacado del relé de uno de los circuitos de la subestación piloto, para que sirva como ejemplo del estadístico general sacado del historial de fallas de toda la subestación.

Básicamente se analizan las fallas permanentes y las fallas transitorias, debido a que para el caso de estudio es relevantes saber las fallas permanentes al ser estas las que en gran parte afectarían en un momento determinado la vida útil de los equipo de la subestación. Para el análisis solo se tendrá en cuenta los disparos realizados por el relé, no se verificaran los arranques mostrados.

Se consideraran fallas permanentes a aquellas que presenten más de un recierre sin despejarse la falla

Tipo de falla	Incidencia en el circuito		Falla en %	
	Fallas permanentes	Fallas transitorias	Permanentes	% de falla
Trifásica	1	3	33,33333333	13,6363636
Bifásica	2	12	66,66666667	54,5454545
Bifásica a tierra	0	2	0	9,09090909
Monofásica a tierra	0	5	0	22,7272727
Total	3	22	100	100

Tabla 4-3. Porcentajes de falla en el circuito de prueba.

Como se puede observar en la Tabla 4-3, para el circuito de prueba las fallas monofásicas representan un porcentaje de tan solo el 23% comparado con todas las demás fallas

mostradas en dos años por el relé de cabecera de dicho circuito. El estadístico general muestra un resultado muy similar al del circuito de prueba, siendo aún menos incidente la falla monofásica, con tan solo un 20% de todas las fallas en el sistema, resultados que no solo asombran, sino que también conllevan a pensar si la subestación piloto es atípica en todo el sistema de CODENSA S.A ESP.

5. RESULTADOS

5.1. RESULTADOS ESTUDIO DE SOBRETENSION

Para el resultado de sobretensiones se mostrara solo un ejemplo de los obtenidos por la Universidad Nacional, con el fin de mostrar el procedimiento que se realizó y al cual se le realizó la respectiva auditoria.

▲ Resultados de sobretensiones por descarga atmosférica

Se simula una falla al inicio, mitad y final del circuito de media tensión, para los diferentes medios de puesta a tierra del neutro de los transformadores, en las figuras 5-1 y 5-2, se muestra las repercusiones en los descargadores al presentarse la descarga y cómo influye los diferentes medios.

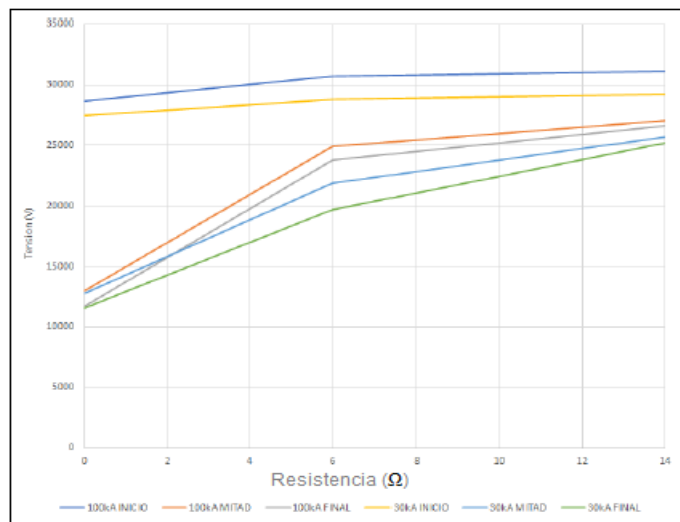


Figura 5-1. Tensión en el descargador de la subestación en función de la impedancia resistiva de puesta a tierra del neutro en un impacto tipo rayo al principio, mitad y final del circuito

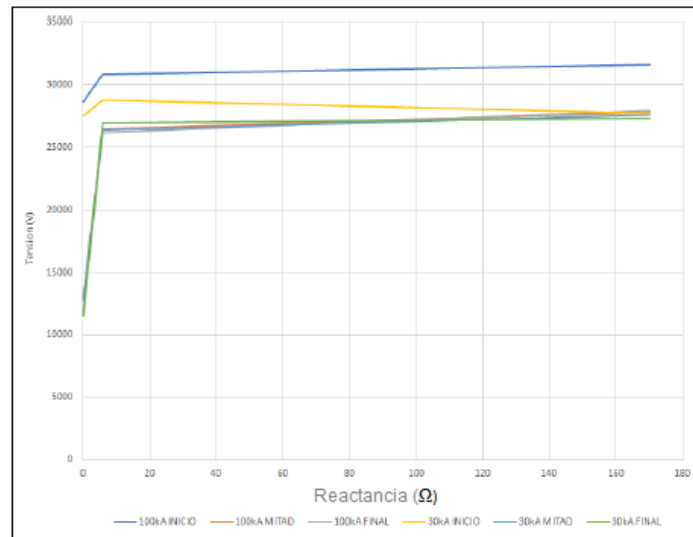


Figura 5-2. Tensión en el descargador de la subestación en función de la impedancia reactiva de puesta a tierra del neutro en un impacto tipo rayo al principio, mitad y final del circuito

En las figuras 5-4 y 5-5, se muestran los valores máximos de tensiones en las fases sanas cuando ocurre una falla monofásica. Las tensiones mostradas son en el barraje de la subestación y en el punto de falla. El inicio de la línea corresponde a la ubicación de 561 m de la subestación de potencia, donde para el caso del circuito subterráneo y aéreo es similar ya que los afloramientos desde la salida de la subestación se realizan en cable subterráneo.

Se observó que al inicio de la línea es el caso, en el cual las tensiones tienen valores más elevados.

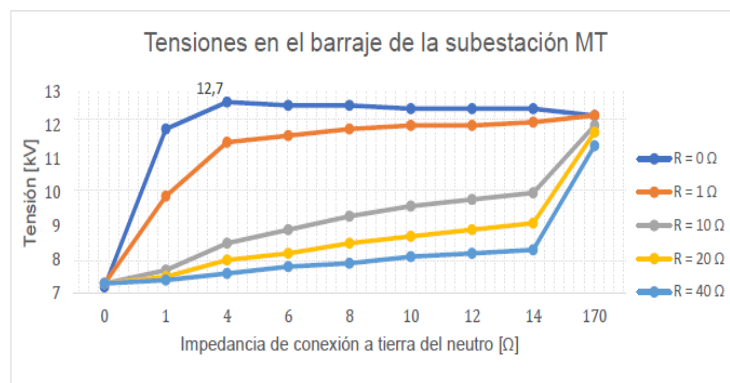


Figura 5-3. Tensión máxima en el barraje en las fases sanas para cable subterráneo y aéreo al inicio de la línea.

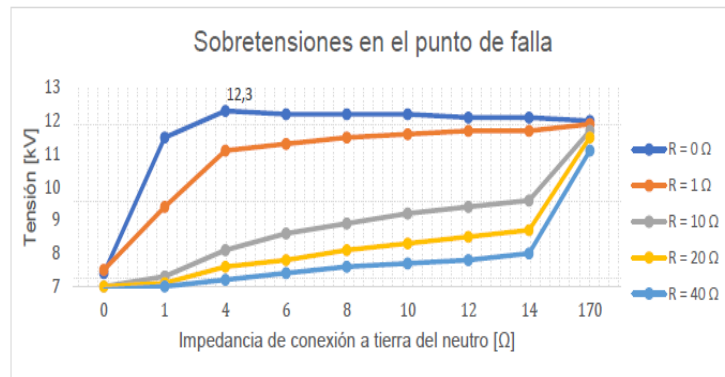


Figura 5-4. Tensión máxima en el punto de falla en las fases sanas para cable subterráneo y aéreo al inicio de la línea

▲ Ferroresonancia

El ejemplo que se mostrará para el estudio de ferroresonancia será para el caso de apertura de una sola fase:

- **Cable aéreo**

En este evento se cierra un interruptor (fase A) en 1 ms y se observa el comportamiento del circuito en cada caso hasta los 400 ms.

1. **Caso base:** Resultados del comportamiento de la Fase C, al cerrarse la Fase A, con el neutro conectado como se encuentra actualmente, variando las resistencias de carga. (figura 5-5)

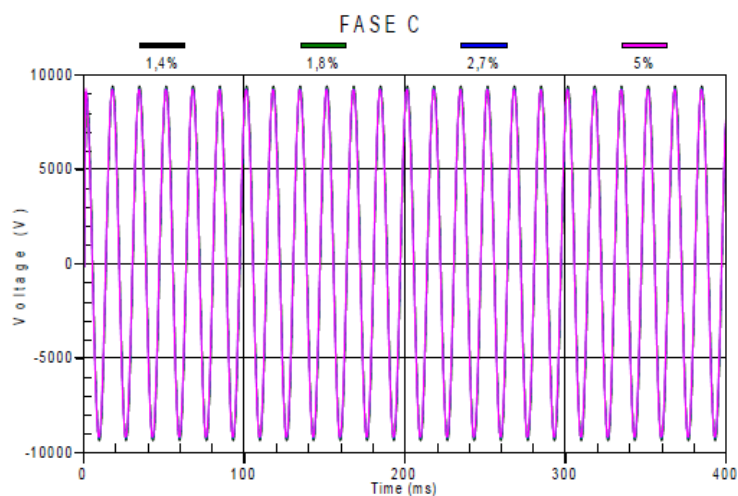


Figura 5-5. Tensión en la fase C con diferentes cargas en el transformador en estudio al cerrar una fase

2. **Caso 1:** Valores de sobretensión pres sobretensión presentados en las fases no energizadas, en función de la longitud del conductor de derivación, de donde se deduce que las mayores sobretensiones se producen cuando existen conductores con longitudes entre 60 y 300 m aproximadamente. (figura 5-6)

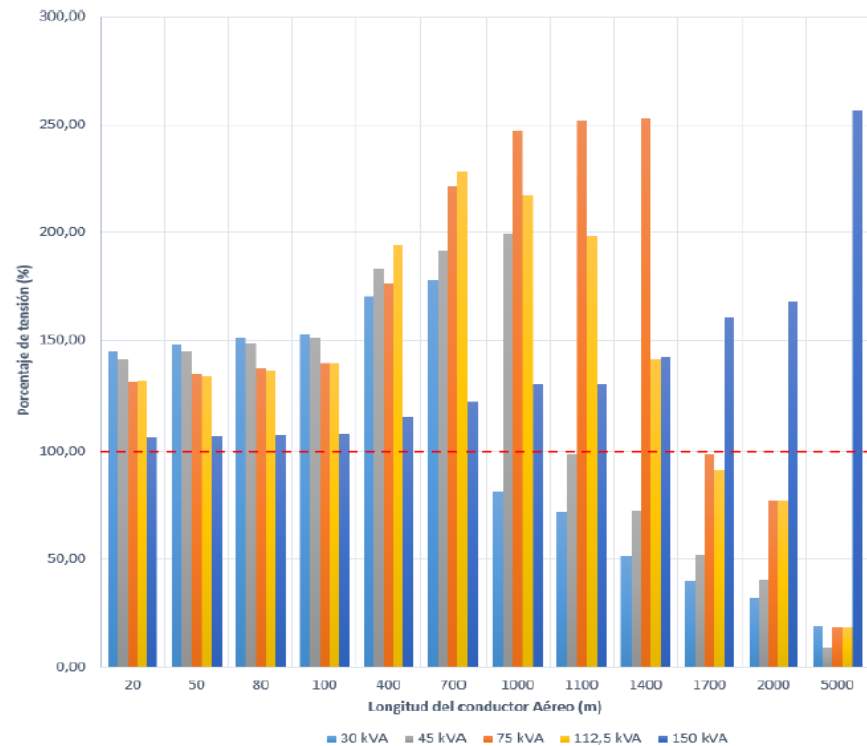


Figura 5-6. Porcentaje de sobretensión en las fases no energizadas vs longitud del conductor cuando se varía la frecuencia y se cierra una fase

3. **Caso 2:** Este caso presenta las mismas características que el caso 1 con la diferencia que en este se cambia el medio de puesta a tierra de sólidamente puesto a tierra a conexión por medio de una resistencia. (figura 5-7)

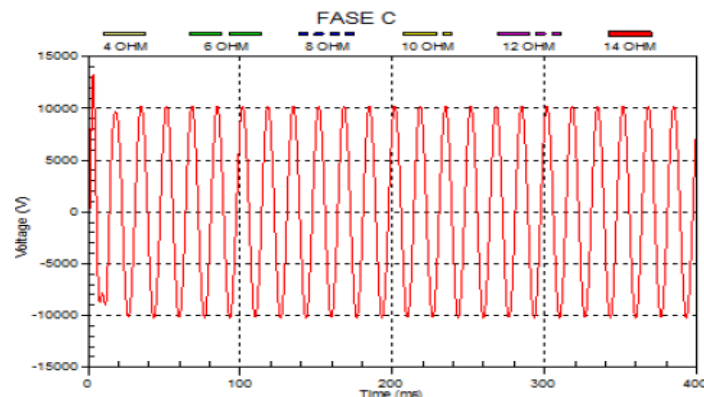


Figura 5-7. Tensión en la fase C al considerar diferentes valores de la resistencia de puesta a tierra de la fuente y cerrar una fase

4. **Caso 3:** Este caso presenta las mismas características que el caso 2 con la diferencia que en este se cambia el medio de puesta a tierra de sólidamente puesto a tierra a conexión por medio de una inductancia. (figura 5-8)

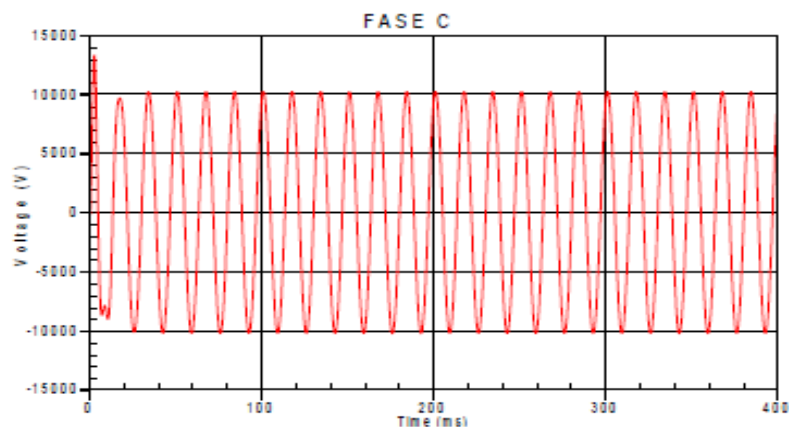


Figura 5-8. Tensión en la fase C al considerar diferentes valores de la reactancia de puesta a tierra de la fuente y cerrar una fase

- **Cable subterráneo**

En este evento se cierra un interruptor (fase A) en 1 ms y se observa el comportamiento del circuito en cada caso hasta los 400 ms.

1. **Caso base:** Resultados del comportamiento de la Fase C, al cerrarse la Fase A, con el neutro conectado como se encuentra actualmente, variando las resistencias de carga. (figura 5-9)

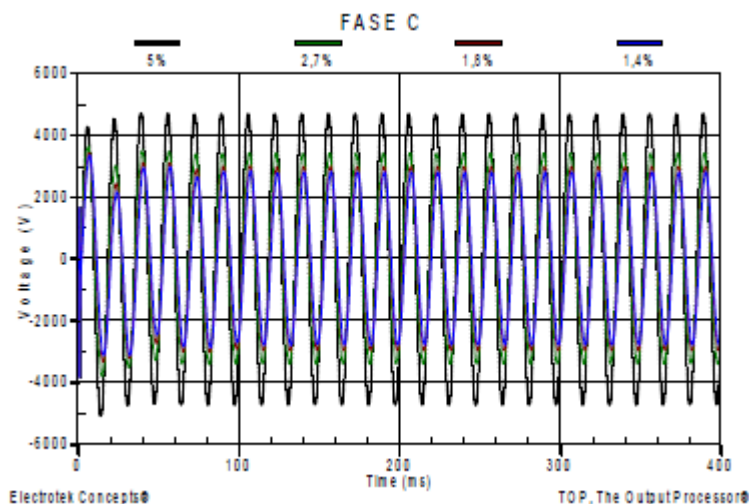
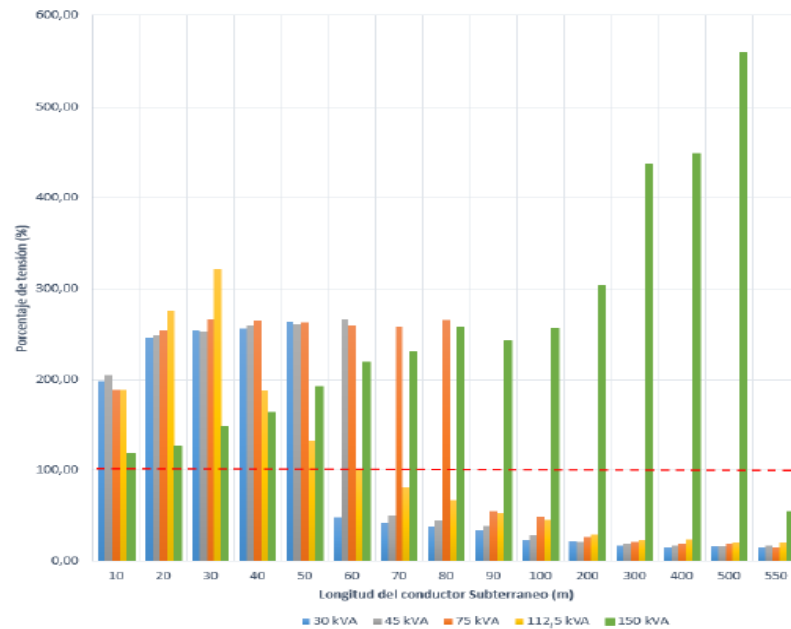


Figura 5-9. Tensión en la fase C con diferentes cargas en el transformador en estudio al cerrar una fase

2. **Caso 1:** Valores de sobretensión pres sobretensión presentados en las fases no energizadas, en función de la longitud del conductor de derivación, de donde se deduce que las mayores sobretensiones se producen cuando existen conductores con longitudes entre 100 y 200 m aproximadamente. (figura 5-10)



5-10. Porcentaje de sobretensión en las fases no energizadas vs longitud del conductor cuando se varía la frecuencia y se cierra una fase

3. **Caso 2:** Este caso presenta las mismas características que el caso 1 con la diferencia que en este se cambia el medio de puesta a tierra de sólidamente puesto a tierra a conexión por medio de una resistencia. (figura 5-11)

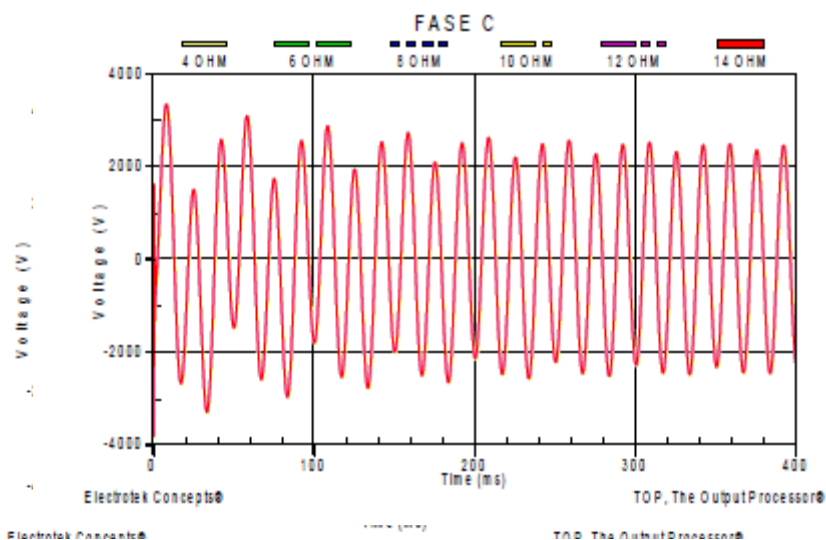


Figura 5-11. Tensión en la fase C al considerar diferentes valores de la resistencia de puesta a tierra de la fuente y cerrar una fase

4. **Caso 3:** Este caso presenta las mismas características que el caso 2 con la diferencia que en este se cambia el medio de puesta a tierra de sólidamente puesto a tierra a conexión por medio de una inductancia. (figura 5-12)

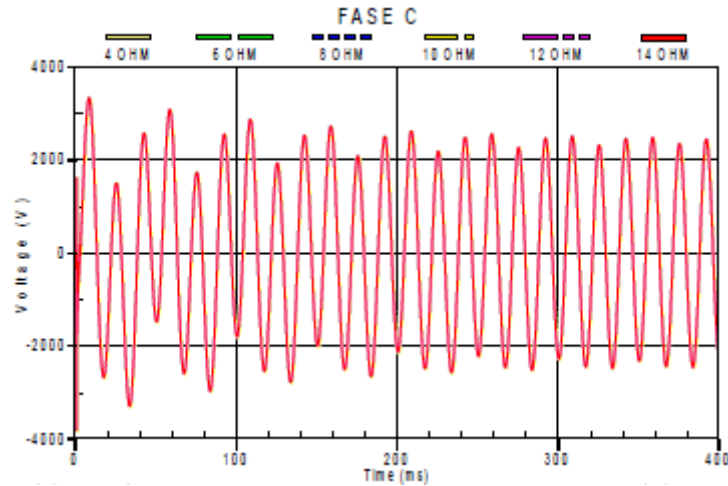


Figura 5-12. Tensión en la fase C al considerar diferentes valores de la reactancia de puesta a tierra de la fuente y cerrar una fase

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES GENERALES

- ✓ Se concluye que según el estadístico de fallas obtenido de acuerdo a un extenso procedimiento de recolección de datos donde la empresa entregó a la universidad Nacional el histórico y las oscilografías de cada uno de los 24 circuitos de la S/E TIBABUYES, que al no ser la falla monofásica el tipo de falla más recurrente en este subsistema, debido a que tan solo representa el 20 % del total de fallas permanentes y de acuerdo al algoritmo implementado para la automatización de los seccionamientos el cual actúa ante cualquier tipo de falla, no abra un desgaste de los contactos significativo en vista de la poca incidencia de la falla monofásica en el sistema, por lo tanto no sería la opción más óptima y factible cambiar el medio de puesta a tierra con el que viene trabajando el sistema (neutro sólidamente puesto a tierra).
- ✓ Se llega a la conclusión de que si bien al finalizar el estudio se evidencia la poca incidencia de las fallas monofásicas en el sistema, no se puede realizar una generalización de dicha conclusión, debido a que el estudio fue realizado para una sola subestación piloto de las casi 178 subestaciones pertenecientes a CODENSA S.A ESP. Dicha subestación podría tratarse de un caso atípico, esto debido a que las características generales del comportamiento normal de la mayoría de redes de distribución, referente a estadísticos de falla muestran que las fallas con más incidencias en el sistema son la fallas monofásicas, las cuales representan un casi 80% de las fallas totales del sistema. Por lo tanto es de vital importancia realizar un estudio global de fallas, para determinar si los resultados obtenidos de este estudio, reflejan realmente el comportamiento del sistema.
- ✓ Como observación general se plantea que al ser la primera fase de este estudio y de acuerdo a los resultados y conclusiones entregados por la Universidad Nacional, se evidencia la necesidad de una reestructuración del objetivo del proyecto, basada en el comportamiento real del sistema mostrado por el estudio en cuanto a porcentajes de fallas, vida útil de los equipos, comportamiento de protecciones y recomendaciones de implementación entregadas al final del estudio.
- ✓ De acuerdo a los análisis presentados por la universidad nacional frente al estudio de sobretensiones, se evidencia según los resultados, que el cambiar el medio de puesta a tierra, se condiciona de acuerdo al rango de valores de impedancia elegido, pues para valores de impedancia muy altos aumenta significativamente la tensión en las fases donde no ocurre la fase, caso contrario ocurre cuando los valores de impedancia son iguales a 0 en donde se presentan sobretensiones.

- ✓ Si se requiere cambiar el medio de puesta a tierra de los neutros de los transformadores de CODENSA S.A ESP, por políticas de la empresa o por alguna otra razón interna, se concluye que la opción más factible de acuerdo a los estudios obtenidos sería la conexión a tierra del neutro por medio de una resistencia, porque en general es el medio de puesta a tierra que mejor resultados obtuvo de acuerdo a las sobretensiones por descargas atmosféricas y ferresonancia y además ha respondido correctamente ante cualquier tipología de línea y a los posibles cambios que pueda tener la red de distribución . Además es un sistema relativamente sencillo y barato de instalar, por lo que es muy recomendable para redes de media tensión.
- ✓ Los relés del sistema de protección de CONDESA S.A, no están adecuados para funcionar de manera correcta si se presenta un cambio el medio de puesta a tierra del neutro de los transformadores, con el medio actual los valores de corriente se encuentran por el rango de los kiloamperios, lo que hace fácil que los equipos detecten estas corrientes de falla para ser despejadas, caso contrario sucede con cualquier otro medio de puesta a tierra, debido a que las corrientes tenderan a disminuir, en algunos casos como la conexión a través de resistencia no sería tan crítico el cambio, pues aunque disminuiría notablemente la corriente esta seguiría encontrándose por el rango de los kiloamperios, pero en el caso de la bobina de Petersen la corriente disminuiría drásticamente al encontrarse a tan solo unos pocos Amperios, lo que conllevaría a realizar todo un estudio de protecciones de acuerdo a este escenario y además si no se desea el cambio de los relés existentes, se debe pensar alguna otra solución que permita la correcta medición de las corrientes del neutro.

6.2. CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

- El modelo realizado en ATP refleja a cabalidad la operación real del sistema, en vista de que los niveles de corto obtenidos en dicho software, son muy similares a los entregados por la empresa, teniendo un margen de error de tan solo el 2%, resultado en mutuo acuerdo con la empresa se determinó como aceptable para este estudio.
- Indagando un poco más sobre el programa a utilizar (ATP), se evidencia que requiere de una minuciosa recolección de datos, no solo con el fin que el modelo que se construirá sea más real, sino que el programa para su adecuado funcionamiento requiere ser muy específico.
- Se realizó la observación de verificar los empalmes y terminales prefabricados de los cables de MT en vista de que al momento de presentarse una sobretensión, si estos no están en óptimas condiciones podrían presentar daños en el sistema.
- Mucha de la información requerida para el modelo híbrido del transformador de potencia, no fue encontrada en los manuales, ni documentación entregada, fue necesaria de la ayuda de alguien experto en el tema que nos brindara datos típicos de los transformadores a utilizar.
- Si bien las sobretensiones presentadas tanto por descargas atmosféricas como por ferresonancia, no tienen gran implicación el comportamiento del sistema, si podrían comprometer directamente la vida útil de algunos equipos y hasta de los aislamientos del sistema.

6.3. RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estadístico global de las fallas del sistema de CODENSA S.A ESP, en vista de que ninguna de las áreas consultadas está llevando registros de tipos de fallas, corrientes de falla y demás información necesaria para los análisis; todos estos datos se pueden subir al SCADA y de ahí extraer la información automáticamente para cuando se necesite.
- Se recomienda realizar un estudio interno con lo ya obtenido de este, en donde se cambie el enfoque del objetivo dirigido hacia el verdadero comportamiento del sistema, basado en los datos obtenidos del estadístico global de falla, en donde muestren la viabilidad de la gestión del neutro, o se redireccione para atacar un tipo de falla diferente
- Una de las recomendaciones dadas por la Universidad Nacional, fue realizar una prueba piloto en un S/E en donde se habilite el automatismo y se analice por un determinado tiempo como se comporta este con el medio de puesta a tierra actual, con el fin de verificar impacto en los equipos, validar esquemas de protección, y lo más importante validar si es necesaria la implementación de otro medio de puesta a tierra en el neutro de BT de los transformadores de la subestación.
- Se recomienda realizar un estudio de protecciones a profundidad, dedicado al comportamiento de estos frente a la bobina de Petersen o a cualquier medio de puesta a tierra es diferente al existente.

BIBLIOGRAFIA

- [1] CODENSA S.A ESP, Análisis Proyecto Gestión del Neutro, Junio 2017.
- [2] CODENSA S.A ESP, Conoce Codensa, 2005 [En línea].
<<http://corporativo.codensa.com.co/es/conocenos/Paginas/nuestra-historia.aspx>>
- [3] J.H Sanz, L.P Perez, F.A Ocampo, Aterrizaje del Neutro para Sistemas Eléctricos, Universidad tecnológica de Pereira, 2007
- [4] Jose Manuel Carrilo Ambrosio, Sistemas Eléctricos Aterrizados y no Aterrizados en Alta Tensión, Universidad de San Carlos de Guatemala 1997.
- [5] Daniel Amat Gonzáles, Estudio de Sobretensiones Debidas a Cortocircuitos Fase-Tierra en Redes de Media Tensión para Distintos Regímenes de Neutro, Escuela Técnica Superior de Ingeniera, Universidad de Sevilla, Marzo de 2014.
- [6] Elizabeth Sharpe, Elegir entre diseños de sistemas eléctricos conectados y no conectados a tierra. Schneider electric, 2013 [En línea] <<https://www.schneider-electric.com.mx/es/work/insights/choosing-between-grounded-and-ungrounded-electrical-system-designs.jsp>>
- [7] Guía de electricistas, Tema 7: Puesta a tierra del sistema, 2006/2007 [En línea]
<http://electricistas.webcindario.com/Electricidad%20-%20Tema%207%20Puesta%20A%20Tierra%20Del%20Sistema.pdf>
- [8] Certificamos S.A “RETIE” y “RETILAP”, Impacto del Neutro Flotante en redes de distribución, [En línea] <http://certificamosa.com/wp-content/uploads/2016/04/Impacto-del-neutro-flotante-en-redes-de-distribuci%C3%B3n.pdf>
- [9] David Flores, Detección de Fallas en Redes de Distribución con Neutro Aislado y Resonante, Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Noviembre de 2010. [En línea]
<http://159.90.80.55/tesis/000149048.pdf>
- [10] B. de Metz- Noblat, F. Dumes, G. Thomasset. Cuaderno técnico n°158 cálculo de corrientes de cortocircuito, Schneider electric. Internet [En línea] Disponible en:
<http://www.schneider-electric.com.ar/documents/recursos/cuadernostecnicos/ct1581.pdf>

- [11] Ramon M. Mual Rosas, Protecciones de sistemas eléctricos de potencia, Univ. Politèc. de Catalunya, septiembre de 2002, Internet [En línea] Disponible en: <<https://books.google.com.co/books?id=64PKPK-IiFEC&pg>>

- [12] Schneider electric, Capítulo J: Protección contra las Sobretensiones, 2002. [En línea]<https://www.schneiderelectric.es/documents/local/productos-servicios/distribucion_electrica/guia_instalaciones_electricas/capitulo-j-proteccion-sobretensiones.pdf>

- [13] Schneider electric, Sobretensiones Transitorias de Origen Atmosférico, [En línea] <http://www.schneiderelectric.es/html/limitadoresdesobretensiones/docs/guia_proteccion_capitulos/capitulo_03.pdf>

- [14] Schneider electric, Sobretensiones Transitorias de maniobra, [En línea] <http://www.schneiderelectric.es/html/limitadoresdesobretensiones/docs/guia_proteccion_capitulos/capitulo_04.pdf>

- [15] Carlos Quijile Sanchez, Estudio del Fenómeno de Ferroresonancia en Transformadores, Escola Técnica Superior Enginyeria, Universitat Rovira I Virgili, Septiembre de 2012. [En línea] <<http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1811pub.pdf>>

- [16] Juan Antonio Rodríguez Gonzales, Energia Solar Fotovoltaica, Aoendice A: ATP-EMTP, Universidad de Sevilla. [En línea] <<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70158/fichero/C9+Apendice+ATP-EMTP.pdf>>

ANEXOS

ANEXO A

En la figura 1 del anexo se muestra el diagrama unifilar de la subestación piloto.

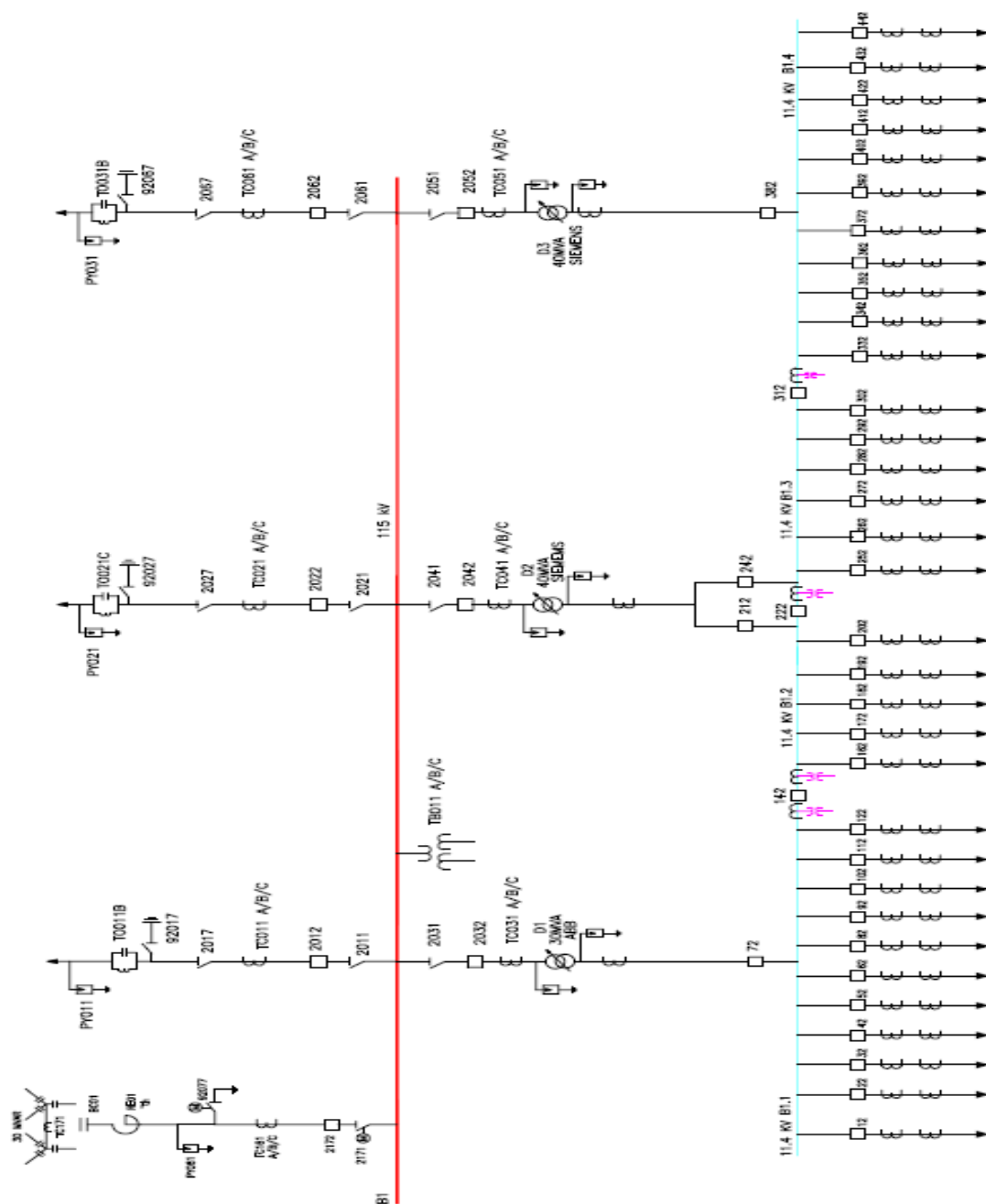


Figura 1. Diagrama unifilar de la Subestación Piloto

En las figuras 2, 3, 4, se muestra el modelo completo en ATPDraw de la subestación piloto

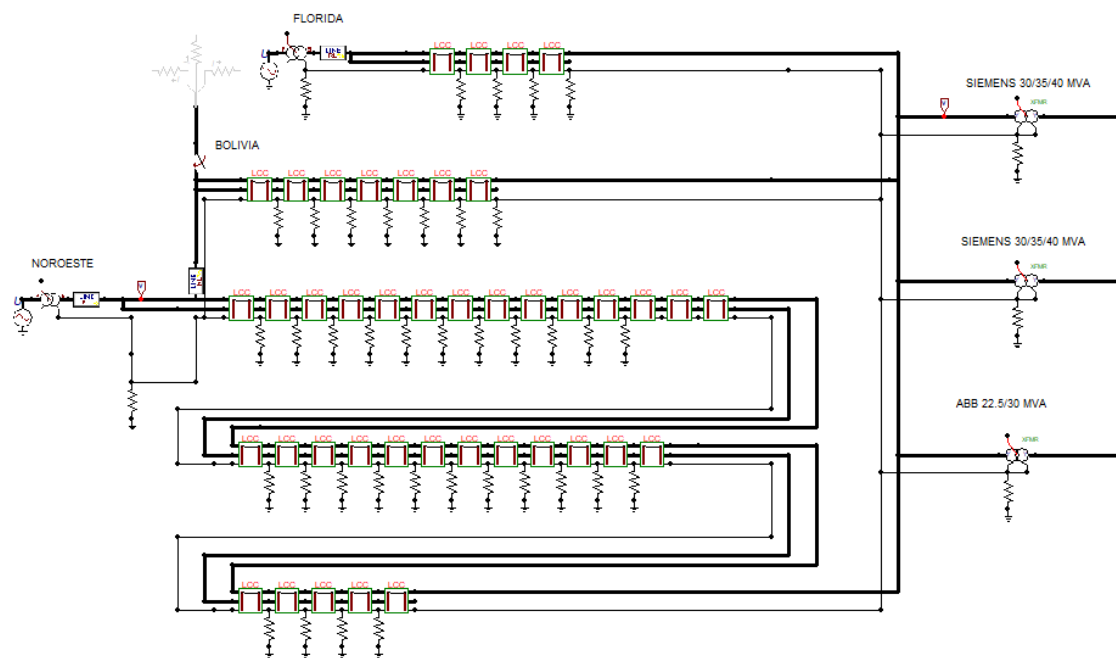


Figura 2.modelo en ATPDraw del lado de Alta y Transformadores



Figura 3. Modelo general de los circuitos de Media Tensión

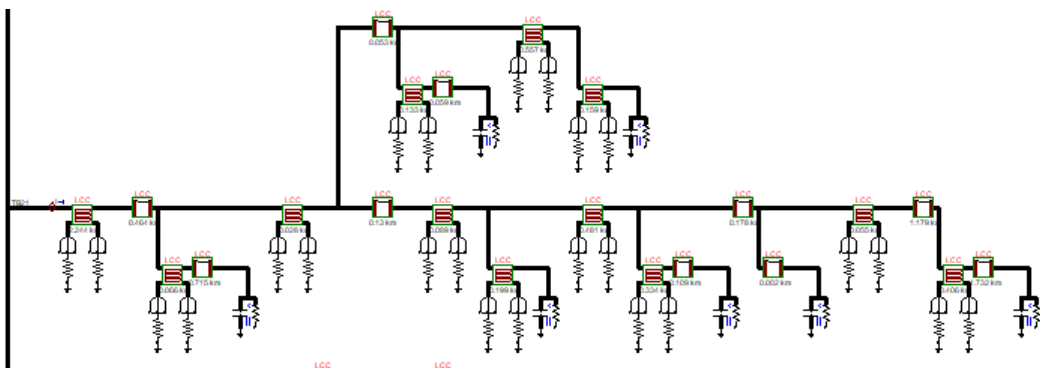


Figura 4. Modelo detallado de uno de los circuitos de Media Tensión

ANEXO B

Descripción	Tensión (kV)
Tensión de aplicación	15
Tensión de flameo a baja frecuencia en seco	85
Tensión sostenida en húmedo	45
Tensión sostenida al impulso	110

Tabla 1. Características de los aisladores utilizados en el modelo

Tensión de servicio continuo fase-tierra U_c ,	kV	$\geq 8,7$
Tensión nominal o asignada U_r ,	kV	≥ 12
Corriente de descarga nominal con onda 8/20 s	kA	10

Tabla 2. Características de los descargadores utilizados en el modelo

ANEXO C

En la tabla 1 de anexo C se muestran los datos del histórico del relé del circuito de prueba para el análisis de fallas en el sistema.

DATE	EVENT	CURR	DATE	EVENT	CURR	DATE	EVENT	CURR
10/26/2017	CA	541	6/11/2016	CG T	2265	2/12/2015	BG	655
10/26/2017	AB	1200	05/20/2016	CA	699	2/10/2015	BG	669
10/26/2017	BC T	3039	05/20/2016	BC T	3403	2/07/2015	BG	634
10/26/2017	ER	391	12/18/2015	ER	490	2/01/2015	ABC	534
10/26/2017	CA	505	12/18/2015	CG T	2227	2/01/2015	BG T	804
10/26/2017	BC T	3080	9/04/2015	ABC	715	01/18/2015	ABC	520
10/26/2017	BC	760	08/25/2015	ABC	558	01/18/2015	BC T	687
10/26/2017	ER	431	08/25/2015	AB	604	1/02/2015	BG	539
10/26/2017	BC T	3155	08/25/2015	CA	498	12/27/2014	ABC	544
10/26/2017	ER	332	08/25/2015	ABC	506	12/27/2014	BG T	815
10/26/2017	BC T	3194	08/25/2015	BC T	3217	12/18/2014	ABC	508
10/10/2017	BC	675	08/25/2015	ABC	531	12/18/2014	BG T	828
10/10/2017	ABC T	4309	08/25/2015	CA	533	11/27/2014	ABC	532
06/25/2017	BC	515	08/25/2015	BC T	3137	11/27/2014	BCG T	3637
06/25/2017	ABC	496	08/25/2015	ABC	528	11/21/2014	ABC	533
06/25/2017	BC	666	08/25/2015	BC T	3113	11/21/2014	BCG T	3629
06/25/2017	CA	641	08/25/2015	ABC	515	11/12/2014	BG	705
06/25/2017	CA T	3996	08/25/2015	BC T	3138	11/09/2014	BG	891
06/25/2017	CA	620	7/09/2015	ABC	535	11/09/2014	BG	670
06/25/2017	CA T	4083	7/09/2015	CG T	2274	11/05/2014	BG	520
04/23/2017	BC	1679	04/23/2015	ER	81	10/27/2014	ABC	530
03/27/2017	ER	704	04/19/2015	BG	595	10/27/2014	BC T	3305
03/27/2017	ABC T	5179	04/18/2015	ER	127	09/13/2014	ABC	752
3/07/2017	AB	539	04/18/2015	BG	581	09/13/2014	CG T	1334
3/07/2017	BC T	3554	04/17/2015	BG	561	7/11/2014	ABC	517
10/08/2016	AB	552	04/17/2015	BG	424	7/11/2014	CG T	2329
10/08/2016	BC T	3094	04/17/2015	ABC	531	05/26/2014	ABC T	600
10/08/2016	ER	432	04/17/2015	BC T	1036	05/26/2014	ABC	600
10/08/2016	ER	354	04/15/2015	BG	603	05/26/2014	TRIP	120
10/08/2016	BC T	3145	03/21/2015	BG	608	05/26/2014	AG T	120
10/08/2016	AB	723	03/18/2015	ABC	526	05/26/2014	AG	120
10/08/2016	BC T	3112	03/18/2015	BC T	699	05/26/2014	AG T	240
7/09/2016	ER	429	03/18/2015	ABC	522			
6/11/2016	ABC	503	03/18/2015	BC T	835			

Tabla 3. Datos del histórico sacados de uno de los relés de cabecera de los circuitos de Media Tensión